

UNIVERSIDAD CARLOS III DE MADRID

ESCUELA POLITÉCNICA SUPERIOR

DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA ELÉCTRICA



PROYECTO FIN DE CARRERA

ITI ELECTRICIDAD

**Cumplimiento de requisitos de conexión a red de sistemas HVDC para
parques eólicos marinos**

Autor: DAVID FUENTE CHAVARRÍA

Tutor: SANTIAGO ARNALTES GÓMEZ

Directora de proyecto: ANA BELÉN MORALES MARTÍNEZ

Leganés, Octubre de 2013

RESUMEN

La implantación de parques eólicos en el mar se está imponiendo como una de las alternativas importantes como fuente de generación de energía eléctrica. Por ello, es esencial estudiar cómo conectar dichos parques a la red eléctrica, valorando las soluciones de conexión en alta mar y el refuerzo de la red de transporte en tierra para inyectar la energía producida, garantizando la seguridad y fiabilidad del sistema.

Actualmente hay muchos estudios de diseño de sistemas de conexión de parques eólicos a tierra, pero el enfoque es frecuentemente realizado desde el punto de vista del promotor de la central y del fabricante de aerogeneradores: reducir pérdidas, mejorar las condiciones de operación de los aerogeneradores y con ello la vida de la instalación, etc...

En este proyecto se adopta un punto de vista “operador de red”, estudiando la capacidad y necesidades técnicas de los parques eólicos marinos para cumplir con los requisitos de conexión a red establecidos por los operadores. El documento de referencia adoptado es el nuevo “Network Code for Requirements for Grid Connection Applicable to all Generators” elaborado y publicado por ENTSO-e (Red europea de operadores del sistema de transmisión para la electricidad) [22].

Palabras clave: parque eólico marino, HVDC, VSC, DIgSILENT PowerFactory, ENTSO-E, código de red, conexión a red.

ABSTRACT

The installation of offshore wind farms is becoming nowadays one of the most important options in power generation systems. The study of available technical solutions for the connection of these installations to land is essential, including the assessment of offshore equipment and reinforcement of onshore transmission systems to be able to increase the flow of new energy while guaranteeing the stability and reliability of the network.

Many studies have been performed about the connection of offshore wind farms to the onshore grid from the perspective of the project developer or the wind turbine manufacturer: decreasing losses, improving operating conditions for offshore wind turbines and thus increasing installation lifetime, etc.

In this project the capability and technical solutions for offshore wind installations is studied from the perspective of transmission system operators (TSO). The scope is to fulfill the connection requirements established by TSOs taking as a reference the new “Network Code for Requirements for Grid Connection Applicable to all Generators” published by ENTSO-e (European network of transmission system operators for electricity) [22].

Keywords: offshore wind farm, HVDC, VSC, DIgSILENT PowerFactory, ENTSO-e, network code, grid code, grid connection.

ÍNDICE GENERAL

RESUMEN	3
ABSTRACT	4
ÍNDICE GENERAL.....	5
ÍNDICE DE FIGURAS	8
ÍNDICE DE TABLAS	10
CAPÍTULO 1: INTRODUCCIÓN Y OBJETIVOS	12
1. INTRODUCCIÓN	12
2. OBJETIVOS	16
CAPÍTULO 2: ESTADO DEL ARTE	18
3. AEROGENERADOR.....	18
3.1. Sistema de velocidad fija mediante generador asíncrono con jaula de ardilla.	19
3.2. Sistema de velocidad variable mediante generador asíncrono de rotor devanado doblemente alimentado.....	19
3.3. Sistema de velocidad variable mediante generador síncrono con convertidor de potencia total.	20
4. RED INTERNA DEL PARQUE	21
5. TRANSFORMADORES DE AEROGENERADOR.....	21
6. CABLEADO	21
7. TRANSMISIÓN HASTA LA COSTA.	22
7.1. CORRIENTE ALTERNA DE ALTA TENSIÓN (HVAC)	22
7.2. CORRIENTE CONTINUA DE ALTA TENSIÓN (HVDC).	24
7.2.1. Estaciones de conversión.	25
7.2.2. Tipos de conexiones en HVDC.....	25
7.2.3. Sistema HVDC-LCC.....	27
7.2.4. Sistema HVDC-VSC	28
8. COMPARACIÓN DE LAS DIFERENTES TECNOLOGÍAS DE TRANSMISIÓN.	29
8.1. Comparación técnica.....	30
8.2. Comparación económica.....	30
CAPÍTULO 3. CÓDIGO DE RED	34
9. INTRODUCCIÓN	34
10. REQUISITOS DEL CODIGO DE RED ENTSO-e	34

10.1.	ESTABILIDAD DE FRECUENCIA	34
10.1.1.	MODO DE OPERACIÓN LFSM-O	35
10.1.2.	OPERACIÓN A FRECUENCIAS REDUCIDAS	36
10.1.3.	MODO DE OPERACIÓN LFSM-U.....	37
10.1.4.	MODO DE OPERACIÓN FSM	38
10.2.	TENSIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO.....	40
10.3.	ESTABILIDAD DE LA TENSIÓN	40
10.4.	REQUISITOS DE POTENCIA REACTIVA A POTENCIA ACTIVA MÁXIMA	41
10.5.	REQUISITOS DE POTENCIA REACTIVA A POTENCIA ACTIVA POR DEBAJO DE LA MÁXIMA	42
10.6.	MODOS DE CONTROL DE POTENCIA REACTIVA	43
10.6.1.	Modo de control de tensión.....	43
10.6.2.	Modo de control de potencia reactiva.....	44
10.6.3.	Modo de control del factor de potencia	44
10.7.	PRIORIDAD POTENCIA ACTIVA O REACTIVA.....	44
10.8.	CONTROL DE AMORTIGUAMIENTO DE OSCILACIONES.....	44
10.9.	HUECOS DE TENSIÓN	45
10.10.	OPERACIÓN EN ISLA	46
11.	ENSAYOS DE VERIFICACIÓN DE CUMPLIMIENTO	47
11.1.	Ensayo de verificación de la respuesta del LFSM-O	48
11.2.	Ensayo de verificación de la respuesta del control potencia activa	48
11.3.	Ensayo de verificación de la respuesta del LFSM-U	48
11.4.	Ensayo de verificación de la respuesta del FSM.....	49
11.5.	Ensayo de verificación de la respuesta del control de restablecimiento de la frecuencia.....	50
11.6.	Ensayo de verificación de la respuesta del control de tensión	50
11.7.	Ensayo de verificación de la respuesta del control de potencia reactiva	50
11.8.	Ensayo de verificación de la capacidad de potencia reactiva del parque.....	51
11.9.	Ensayo de verificación de la respuesta del control de factor de potencia	52
12.	SIMULACIONES PARA PARQUES EÓLICOS EN ALTA MAR.....	53
CAPÍTULO 4. DESCRIPCIÓN DEL MODELO DE PARQUE EÓLICO EN ALTA MAR Y SIMULACIONES		55
13.	DESCRIPCIÓN DEL ALCANCE DE LAS SIMULACIONES	55
14.	METODOLOGÍA EMPLEADA.....	56
15.	DESCRIPCIÓN DEL MODELO DE PARQUE EÓLICO EN ALTA MAR	57

15.1.	Aerogeneradores.....	58
15.2.	Transformador de aerogenerador	61
15.3.	Red de media tensión del parque	61
15.4.	Punto de conexión en alta mar	63
15.5.	Sistema HVDC.....	64
15.5.1.	Convertidor rectificador.....	64
15.5.2.	Cable de línea de transmisión	66
15.5.3.	Convertidor inversor	67
15.5.4.	Filtros.....	69
15.6.	Transformador de subestación en tierra	69
16.	RESULTADOS	71
CAPÍTULO 8. CONCLUSIONES Y LÍNEAS DE TRABAJO FUTURAS.....		76
17.	CONCLUSIONES	76
18.	LÍNEAS DE TRABAJO FUTURAS	77
CAPÍTULO 9. BIBLIOGRAFÍA.....		79
ANEXO I. CABLES SUBMARINOS NEXANS [23]		82
ANEXO II. CABLES SUBMARINOS ABB [20]		83
ANEXO III. DIAGRAMA P-Q HVDC LIGHT, ABB [20]		84

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1: Zonificación del Estudio Estratégico Ambiental del litoral español para la instalación de parques eólicos marinos [6].	14
Figura 2: Sistema de velocidad fija mediante generador asíncrono con jaula de ardilla. [10]	19
Figura 3: Sistema de velocidad variable mediante generador asíncrono de rotor devanado doblemente alimentado [10].	20
Figura 4: Sistema de velocidad variable mediante generador de imanes permanentes alimentado con convertidor de potencia total [10].	20
Figura 5: Capacidad de transmisión de un cable en función de su longitud y del sistema de compensación de reactiva para diferentes tensiones [15].	23
Figura 6: Esquema simplificado de una estación de conversión	25
Figura 7: Esquema configuración conexión monopolar HVDC.	26
Figura 8: Esquema configuración conexión bipolar HVDC.	26
Figura 9: Esquema configuración conexión homopolar HVDC.	27
Figura 10: Rango de utilización de las diferentes soluciones de transmisión en función de la capacidad de transmisión y la distancia [9, 14].	32
Figura 11: Respuesta de la variación de la potencia activa en modo de operación LFSM-O [22].	35
Figura 12: Capacidad máxima de reducción de potencia activa ante una caída de la frecuencia [22].	36
Figura 13: Respuesta de la potencia activa en modo de operación LFSM-U.	37
Figura 14: Capacidad de regulación de potencia activa/frecuencia exigida a parques eólicos en alta mar. Caso con banda muerta cero e insensibilidad.	38
Figura 15: Capacidad de respuesta potencia activa/frecuencia	39
Figura 16: Límites relación tensión – relación $Q/P_{\text{máx}}$ en el punto de conexión a la red. "Inner Envelope" o envolvente interior es el área que define los rangos de potencia reactiva y de tensión permitidos en el punto de conexión a la red. A su vez, la envolvente interna debe estar dentro del área llamada "Fixed Outer Envelope" o envolvente fija exterior [22].	42
Figura 17: Límites relación potencia activa - potencia reactiva en el punto de conexión a la red. La curva $P - Q/P_{\text{máx}}$ estará dentro del área definida por la envolvente interior o "Inner Envelope", y ésta a su vez estará dentro del área envolvente exterior o "Outer Envelope" [22].	43
Figura 18: Envolvente del Hueco de tensión.	45
Figura 19: Parque eólico bajo estudio y conexión a tierra mediante sistema HVDC.	58
Figura 20: Datos básicos de generador. DIgSILENT PowerFactory.	59
Figura 21: Curva de capacidad de potencia para diferentes tensiones. DIgSILENT PowerFactory.	60
Figura 22: Esquema unifilar de los aerogeneradores dentro del parque. DIgSILENT PowerFactory.	60
Figura 23: Transformador situado en la base de cada aerogenerador. DIgSILENT PowerFactory.	61
Figura 24: Esquema de las diferentes líneas de cables submarinos en el interior del parque (Ver Tabla 16).	62

Figura 25: Transformador elevador YNd0 del punto de conexión en alta mar. DlgSILENT PowerFactory	63
Figura 26: Esquema de configuración HVDC.	64
Figura 27: Datos básicos del convertidor rectificador (AC/DC). DlgSILENT PowerFactory.	65
Figura 28: Curva de capacidad del convertidor rectificador. DlgSILENT PowerFactory.	66
Figura 29: Datos básicos del cable de la línea HVDC. DlgSILENT PowerFactory.	67
Figura 30: Datos básicos del convertidor inversor. DlgSILENT PowerFactory.	68
Figura 31: Datos para el flujo de cargas del convertidor inversor. DlgSILENT PowerFactory.	68
Figura 32: Datos básicos de los condensadores. DlgSILENT PowerFactory.	69
Figura 33: Datos básicos del transformador elevador del punto de conexión a la red. DlgSILENT PowerFactory.	70
Figura 34: Curva PQ del código de red ENTSO-e.	71
Figura 35: Ventana de configuración del programa DPL para calcular la curva de capacidad de un parque eólico en alta mar	72
Figura 36: Curva de capacidad del parque eólico en alta mar en el punto de conexión a red de tierra. En azul, los límites del operador. En rojo, los valores máximos del parque.	72
Figura 37: Valores de tensión en el lado de la red de media tensión en alta mar.....	73
Figura 38: Curva de capacidad del parque eólico en alta mar en el punto de conexión a red de tierra con compensación adicional de potencia reactiva. En azul, los límites del operador. En rojo, los valores máximos del parque.....	74

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1: Instalaciones de energía eólica marina 2000-2030, estimaciones año 2010 [5].....	13
Tabla 2: <i>Objetivos 2010-2020 del Plan de Energías Renovables 2011-2020, España. [5].....</i>	15
Tabla 3: <i>Características de algunos de los principales parques eólicos en alta mar conectados a red mediante HVAC [17]......</i>	24
Tabla 4: <i>Proyectos instalados utilizando el sistema HVDC-VSC. [9, 17]</i>	29
Tabla 5: <i>Comparación de las diferentes tecnologías de transmisión en los parques eólicos en alta mar [9, 14]......</i>	30
Tabla 6: <i>Análisis económico del primer año de vida de un parque eólico en alta mar de 100MW en función de la distancia a la costa y de la tecnología de transmisión seleccionada [2].</i>	31
Tabla 7: <i>Periodos en los que debe ser capaz de operar un parque de generación eólica en alta mar sin desconectarse [22].</i>	34
Tabla 8: <i>Parámetros del modo de operación FSM [22].</i>	39
Tabla 9: <i>Parámetros para la respuesta potencia activa/frecuencia [22].</i>	40
Tabla 10: <i>Periodos mínimos de operación del parque según tensión de operación [22] para Europa Continental.....</i>	40
Tabla 11: <i>Parámetros de la envolvente interior [22]</i>	42
Tabla 12: <i>Valores mínimos de tensión y tiempos de recuperación para un hueco de tensión en el punto de conexión de un parque de generación [22]......</i>	45
Tabla 13: <i>Resumen de ensayos de inspección en campo para verificación de requisitos.....</i>	47
Tabla 14: <i>Resumen de simulaciones para verificación de requisitos.....</i>	53
Tabla 15: <i>Datos generales del parque eólico en alta mar.....</i>	57
Tabla 16: <i>Descripción de las diferentes líneas eléctricas internas del parque eólico. Cable empleado 2XS2YRAA 12/20(24) KV (Anexo I).....</i>	63

CAPÍTULO 1:

INTRODUCCIÓN Y OBJETIVOS

CAPÍTULO 1: INTRODUCCIÓN Y OBJETIVOS

1. INTRODUCCIÓN

Los principales países consumidores de energía se enfrentan al problema del desabastecimiento energético, debido al continuo aumento del consumo de energía y a la dependencia, cada vez más costosa, de los combustibles fósiles. Además de otros inconvenientes, como el deterioro del medio ambiente o las amenazas de interrupciones en el suministro. La respuesta a este problema se centra en el aprovechamiento de recursos naturales, propios, limpios y renovables.

Un claro ejemplo de esta transición es el objetivo de la Unión Europea para el año 2020: el 20% de la energía consumida provendrá de fuentes renovables.

En este contexto energético, la energía eólica en tierra y en alta mar tiene un papel cada vez más importante, gracias a su continuo aumento de potencia producida por unidad instalada y a su progresiva disminución del costo de instalación.

En este proyecto vamos a estudiar la energía eólica en alta mar. El primer parque eólico marino se instaló en Dinamarca en 1991. Desde entonces, la energía eólica ha ido pasando gradualmente de la tierra al mar [1]. Esto es debido al aumento de producción energética en torno al 10% [2], ya que en el mar los vientos son más lineales y constantes. Además, no requieren tanta altura como en tierra, evitan problemas de espacio en zonas altamente pobladas y eliminan el impacto visual. Por otro lado, tienen el inconveniente de poder sufrir corrosiones y la necesidad de salvar grandes distancias para conectarse a la red en tierra.

Presente y futuro

La Unión Europea se enfrenta a las amenazas de su seguridad energética apostando claramente por la energía eólica marina [2].

En la actualidad, más del 90% del total de la potencia eólica marina instalada en el mundo se encuentra en el Norte de Europa [3]. Esto se debe a las características del Mar del Norte y el Mar Báltico: gran potencial eólico, aguas poco profundas (entre 20 y 40 metros) y redes eléctricas con grandes capacidades cerca de la costa [4].

Diez países se repartían la instalación eólica marina europea a finales del año 2012: Bélgica (379.5MW), Dinamarca(921MW), Finlandia (26,3MW), Alemania (280.3MW), Irlanda (25,2MW), Países Bajos (246,8MW), Noruega (2,3MW), Suecia (163,7MW), Reino Unido (2947.9MW) y Portugal (2MW) [3].

Las predicciones estiman que en el año 2020 la capacidad instalada será de 40GW, es decir, un aumento de más del 1300% en 10 años; cubriendo en torno al 4% del consumo eléctrico en la UE. Se espera también que en el año 2027 la capacidad instalada en alta mar

supere a la capacidad en tierra. Para el año 2030 se estima una capacidad de 150GW, abasteciendo a más del 16% de la demanda de la UE (ver Tabla 1).

Año	Potencia instalada acumulada (MW)	Potencia instalada anual (MW)	Energía producida (TWh)	Demanda cubierta (%)	Inversión (Billones de €/año)	CO₂ no emitido (Tm/año)
2000	35,35	3,8	0	0,0	0,007	0
2001	85,85	50,5	0	0,0	0,089	0
2002	255,85	170	1	0,0	0,306	1
2003	515,015	259,2	2	0,1	0,480	1
2004	604,75	89,7	2	0,1	0,175	2
2005	694,75	90	3	0,1	0,185	2
2006	895,25	200,5	3	0,1	0,431	2
2007	1.105,25	210	4	0,1	0,483	3
2008	1.471,33	366,08	5	0,2	0,879	4
2009	1.901	430	7	0,2	1,032	4
2010	3.001	1.099	11	0,3	2,529	7
2011	4.501	1.500	16	0,5	3,300	10
2012	6.459	1.958	24	0,7	3,916	15
2013	8.859	2.400	32	0,9	4,320	20
2014	11.559	2.700	42	1,2	4,320	26
2015	14.659	3.100	54	1,6	4,573	33
2016	18.259	3.605	67	2,0	5,047	40
2017	22.375	4.116	82	2,4	5,557	49
2018	27.240	4.865	101	2,9	6,315	59
2019	33.090	5.852	122	3,6	7,526	71
2020	40.000	6.915	148	4,3	8,810	85
2021	47.700	7.717	177	5,2	9,779	100
2022	56.200	8.500	209	6,1	10,713	117
2023	65.500	9.303	244	7,1	11,662	135
2024	75.600	10.100	282	8,2	12,593	155
2025	86.500	10.904	323	9,5	13,521	176
2026	98.100	11.650	366	10,8	14,357	198
2027	110.400	12.470	413	12,2	15,293	221
2028	123.200	13.059	461	13,6	15,927	244
2029	136.400	13.290	511	15,1	16,118	268
2030	150.000	13.690	563	16,7	16,510	292

Tabla 1: Instalaciones de energía eólica marina 2000-2030, estimaciones año 2010 [5].

Otros países, como China y EEUU, también están comenzando a explotar la energía eólica marina. China cuenta actualmente con 389.6MW instalados, la mayoría son parques eólicos de muy poca potencia instalada, en aguas muy poco profundas y muy cerca de la costa (o en la propia costa). Son proyectos de investigación y desarrollo, de cara a su objetivo para 2020 que es tener instalados 30GW [3].

El resto de la potencia eólica marina instalada en el mundo a finales del año 2012 se encuentra en Japón (25.3MW) y Corea del Sur (5MW). En total 5415MW alrededor del planeta, de los cuales 1296MW se instalaron el pasado año [3].

Aunque en España existen algunas decenas de proyectos de parques eólicos marinos, no existe ninguno en servicio. La principal causa es la escasa plataforma continental que rodea la Península Ibérica, las Islas Baleares y las Islas Canarias [5]. A escasos kilómetros de la costa, la profundidad de las aguas supera los 50 metros, distancia a partir de la cual se complican los anclajes de los aerogeneradores desde un punto de vista técnico y económico.

El Ministerio de Industria, Energía y Turismo junto con el Ministerio de Agricultura, Alimentación y Medio Ambiente españoles han aprobado el “Estudio Estratégico Ambiental del Litoral Español para la Instalación de Parques Eólicos Marinos” donde se determinan las zonas de costa aptas para la instalación de energía eólica marina [6].

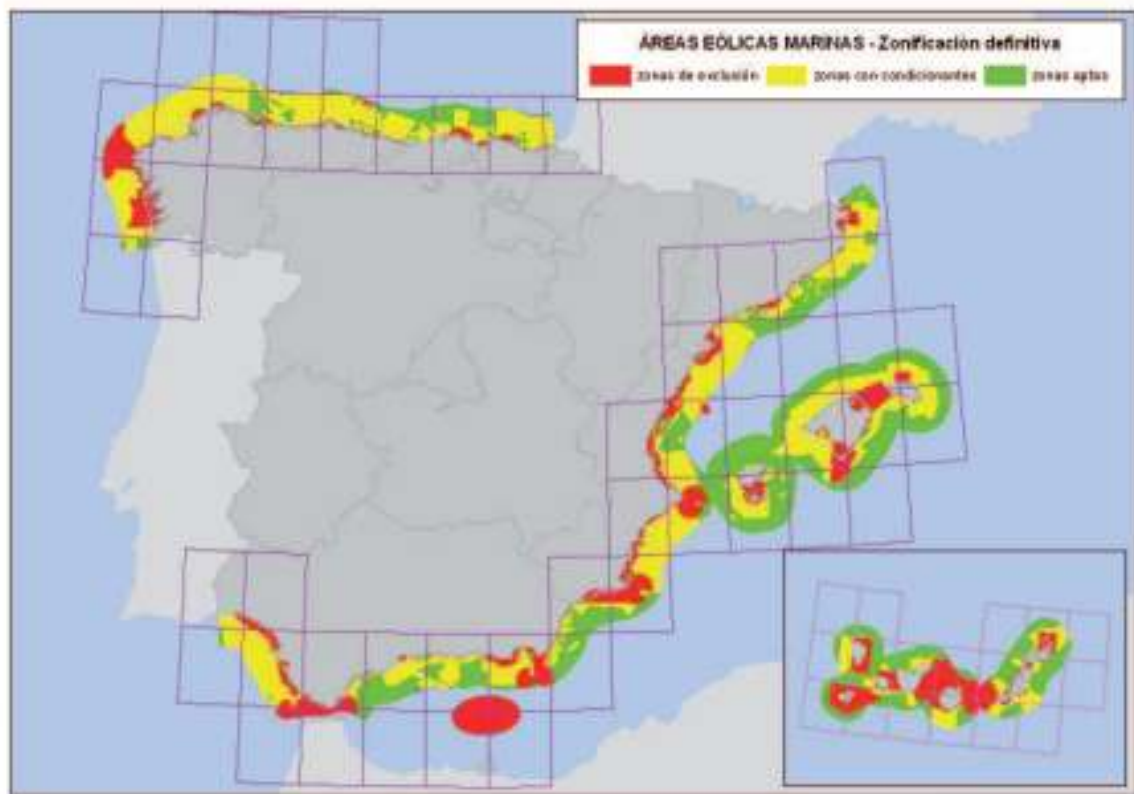


Figura 1: Zonificación del Estudio Estratégico Ambiental del litoral español para la instalación de parques eólicos marinos [6].

La zonificación de la Figura 1 recoge tres tipos de áreas [6]:

- Zona de exclusión: No son aptas para la instalación de parques eólicos marinos.
- Zonas aptas con condicionantes ambientales: Se debe profundizar más en el estudio de la viabilidad ambiental de los proyectos.
- Zonas aptas: Son adecuadas para la instalación de parques eólicos marinos.

El Plan de Energías Renovables 2011-2020 del Ministerio de Industria, Energía y Turismo del Gobierno de España, fija el objetivo de instalar 750MW antes de 2020 en el país (ver Tabla 2). Para ello, se definen tres líneas prioritarias de inversión para I+D+i: turbinas y componentes, estructuras marinas e integración en red. Esta última línea de estudio especifica la demostración con plantas eléctricas virtuales y las líneas de transmisión de alta tensión en corriente continua (HVDC) [5].

AÑO	Potencia instalada (MW)	Generación bruta (GWh)
2010	0	0
2011	0	0
2012	0	0
2013	2	3
2014	22	36
2015	22	66
2016	52	111
2017	102	231
2018	230	498
2019	480	1065
2020	750	1845

Tabla 2: Objetivos 2010-2020 del Plan de Energías Renovables 2011-2020, España. [5]

Como se citó anteriormente, el uso de la energía eólica presenta una serie de ventajas, como es la independencia energética o la reducción de CO₂. Pero por otro lado acarrea una serie de inconvenientes. La producción de energía eólica en un aerogenerador no es constante a lo largo del tiempo, sino que fluctúa conforme lo hace el viento, y esto puede dificultar la inyección de esa energía en la red. También pueden presentarse problemas ante huecos de tensión, que pueden provocar la desconexión del aerogenerador y por tanto una falta de abastecimiento energético. Por tanto, es indispensable el análisis de los tipos de conexión a la red [7].

La Unión Europea plantea construir una red marina internacional que dé cabida a la energía producida por los parques en alta mar a gran escala. Algunos de los proyectos más ambiciosos no pueden acomodarse a las redes de transporte actuales y podrían desencadenar en una congestión desde el norte de Alemania hacia el resto del sistema (Francia, Suiza Austria, etc.) [2]. Esta medida también sería útil para aportar competitividad al mercado de la electricidad en Europa [8].

Vista la importancia actual del sistema de transmisión de la energía producida en alta mar, el análisis de las tecnologías existentes para realizar dicha tarea se convierte en un factor fundamental en el diseño de los parques eólicos marinos. Actualmente, existen dos tecnologías para transmitir la energía producida hacia la red en tierra: mediante corriente alterna en alta tensión (HVAC, High-Voltage Alternating Current) o mediante corriente continua en alta tensión (HVDC, High-Voltage Direct Current). Será más conveniente el uso de uno u otro sistema según las características específicas de cada parque, aunque hay dos parámetros fundamentales para la elección [4]:

- La potencia del parque eólico
- La distancia hasta el punto de acceso a la red.

Dentro de los sistemas de corriente continua, se pueden diferenciar varios tipos dependiendo de la tecnología de las estaciones convertidoras:

- Estación convertidora AC/DC/AC compuesta por tiristores o sistemas LCC (Line Commutated Converter)
- Estación convertidora AC/DC/AC compuesta por IGBTs o sistemas VSC (Voltage source converters)

2. OBJETIVOS

En este proyecto hemos seleccionado el estudio de una instalación eólica en alta mar conectada a tierra mediante HVDC-VSC. El capítulo 2 resume el estado del arte de la tecnología de diseño y fabricación de aerogeneradores y de los enlaces a tierra, tanto de alterna como de continua. Se analizarán las ventajas e inconvenientes de cada tipo de tecnología así como la justificación de la selección realizada para el proyecto. A continuación, se verificará en el capítulo 3 cada requisito de conexión a red del código de red de ENTSO-e. El capítulo 4 describe la instalación seleccionada para el siguiente trabajo así como su modelo de datos en DlgSILENT PowerFactory. El capítulo 5 describe los ensayos y simulaciones exigidos por ENTSO-e para verificar el cumplimiento del código de red por parte de la instalación. En este capítulo se discutirán los elementos de diseño necesarios para que la instalación sea capaz de cumplir con dichos requisitos. Por último en el capítulo 6 se resumen los resultados, conclusiones y futuras líneas de trabajo.

En anexo al texto principal se incluye información detallada aportada por fabricantes de diferentes elementos utilizados para el diseño del parque eólico.

CAPÍTULO 2:

ESTADO DEL ARTE

CAPÍTULO 2: ESTADO DEL ARTE

El gran desarrollo de parques de generación eólicos que está teniendo lugar en la actualidad y el hecho de que la ubicación de los mismos no siempre sea la más idónea para su conexión a la red eléctrica, está provocando la necesidad de investigar y desarrollar nuevas tecnologías para el transporte de esa energía generada y su inyección a la red [9].

A continuación se analizará el desarrollo actual de la tecnología para los diferentes elementos eléctricos de un parque eólico marino, así como los métodos de transporte de la energía generada a tierra.

3. AEROGENERADOR

Uno de los principales elementos de un parque eólico es el generador eléctrico, capaz de transformar la energía mecánica extraída del viento en energía eléctrica. Existen tres tipos de generadores:

- Generadores de corriente continua
- Generadores de corriente alterna síncronos
- Generadores de corriente alterna asíncronos o de inducción

En la práctica el uso de generadores de corriente continua se reduce a pequeñas potencias. Por tanto, para los aerogeneradores marinos solamente se desarrollan máquinas de corriente alterna.

Los generadores utilizados en parques eólicos han ido evolucionando en los últimos años, pasando de generadores con velocidad constante a generadores con sistemas de velocidad variable [8].

En los generadores de velocidad fija, la velocidad del rotor es fijada por la frecuencia de la red eléctrica. Este sistema ha demostrado ser fiable y rentable para potencias de hasta 2MW [8].

El sistema de velocidad variable se basa en el uso de convertidores con electrónica de potencia que permiten desacoplar la frecuencia de la red de la velocidad del rotor, impuesta esta última por la velocidad instantánea del viento. Esto permite optimizar el rendimiento, absorber las fluctuaciones del viento reduciendo las cargas mecánicas y controlar la potencia activa.

Actualmente, existen tres configuraciones típicas de aerogeneradores:

3.1. Sistema de velocidad fija mediante generador asíncrono con jaula de ardilla.

Altamente utilizado en los años 90 por ser el sistema más sencillo y robusto. La velocidad del rotor es prácticamente fija, ya que sólo puede oscilar entre el 1% y el 2% [9]. El estátor se conecta directamente a la red (ver Figura 2). Presenta una serie de inconvenientes:

- Característica par-velocidad única
- Imposibilidad de regulación del factor de potencia (de ahí la necesidad de colocar baterías de condensadores para aproximarse al valor unidad del factor de potencia)
- Sistemas mecánicos sometidos a un exceso de cargas por su condición rígida de acoplamiento a la red.

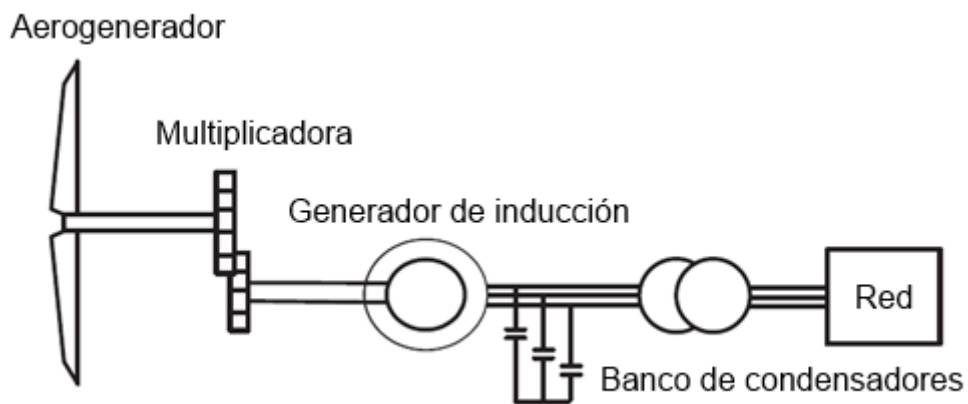


Figura 2: Sistema de velocidad fija mediante generador asíncrono con jaula de ardilla. [10]

3.2. Sistema de velocidad variable mediante generador asíncrono de rotor devanado doblemente alimentado.

El estátor está conectado directamente a la red, pero el rotor en cambio, se conecta mediante un dos convertidores de electrónica de potencia AC/DC y DC/AC, lo que permite desacoplar los efectos eléctricos y mecánicos del rotor (ver Figura 3). Esta configuración permite variar la característica par-velocidad de la máquina y proporciona un control sobre la potencia activa y reactiva.

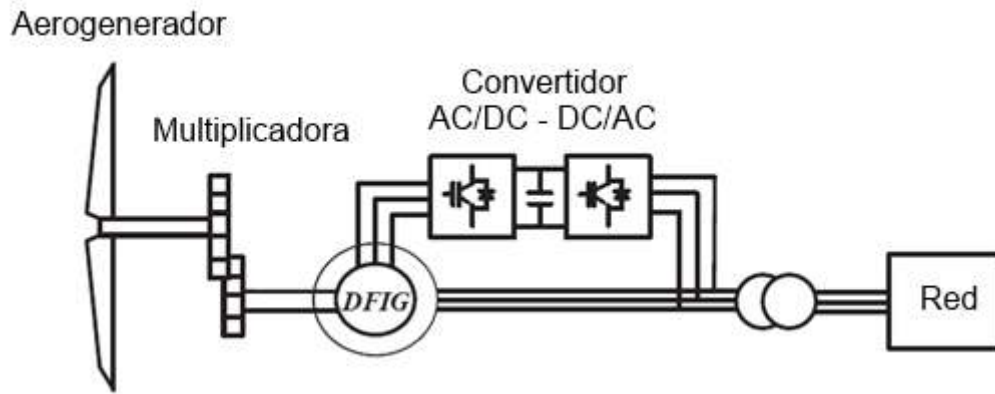


Figura 3: Sistema de velocidad variable mediante generador asíncrono de rotor devanado doblemente alimentado [10].

3.3. Sistema de velocidad variable mediante generador síncrono con convertidor de potencia total.

El estátor está conectado a la red a través de un convertidor y toda la potencia del generador fluye a través del convertidor conectado en serie, lo que permite desacoplar las frecuencias a ambos lados del convertidor. Así se consigue un control de 0% a 100% de la velocidad nominal [8]. Además, posee una alta capacidad de control del factor de potencia (ver Figura 4).

Sin embargo, el uso de convertidores electrónicos también acarrea una serie de inconvenientes: su elevado coste, el mantenimiento y las pérdidas. En este sentido, la opción del generador doblemente alimentado tiene la ventaja de solamente necesitar equipos de potencia reducida, en torno al 25% de la potencia nominal frente al 100% de la potencia nominal de los equipos de este tipo, suponiendo una reducción de coste importante [9].

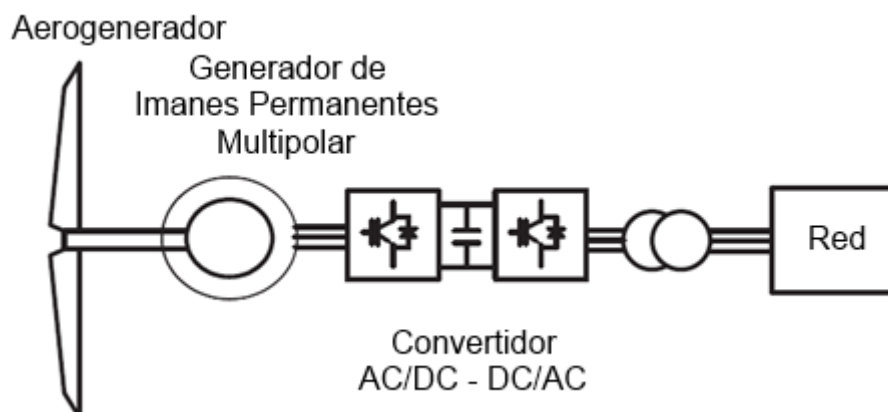


Figura 4: Sistema de velocidad variable mediante generador de imanes permanentes alimentado con convertidor de potencia total [10].

4. RED INTERNA DEL PARQUE

El sistema de conexión eléctrica de un parque eólico marino se puede dividir en el sistema de recogida en alta mar, es decir, desde cada aerogenerador a un punto en común, y el sistema de evacuación de la energía hasta la costa [2].

5. TRANSFORMADORES DE AEROGENERADOR

La red de recolección se inicia en cada aerogenerador con el paso de la tensión generada de 690V a media tensión 25 a 40KV, siendo normalmente 33KV [12-13]. Se emplean transformadores elevadores.

Las distancias entre aerogeneradores de un mismo parque eólico en el mar son mayores que en un parque eólico en tierra debido a la creación de mayores turbulencias en el viento tras su paso por la turbina. Estas mayores distancias provocan un aumento de pérdidas que podría verse compensado con un aumento de la tensión, pero esto no es posible debido fundamentalmente a que una mayor tensión exigiría mayores transformadores ocupando mayor volumen, no pudiendo ser ubicados en su lugar habitual: la base del aerogenerador [13]. Al problema del espacio habría que sumarle el incremento del coste de los equipos, por lo que la disminución de pérdidas por aumento de la tensión no se vería compensada.

6. CABLEADO

El cableado submarino es una parte fundamental de un parque eólico marino, ya que un fallo en este elemento impediría la evacuación de la energía producida, y la reparación, además de ser muy costosa y compleja, podría tardar meses.

La mayoría de los parques marinos que se encuentran actualmente en operación tienen muy poco o ninguna redundancia, ya que los costes de la línea de evacuación son muy elevados. Además, no siempre las restricciones medioambientales permiten la implantación de más de una línea.

Con el fin de reducir la probabilidad de daños, los cables suelen ser enterrados entre 1 y 2 metros en el fondo del mar, protegiéndolos así de las fuertes corrientes marinas y de las anclas de los barcos [14]. Si las condiciones submarinas no son severas, los cables son hundidos en el lecho marino mediante chorros de agua a presión, siendo ésta una solución más económica [9].

Una característica fundamental de un cable es su longitud, ya que ésta definirá su resistencia, inductancia y capacitancia. Si la capacitancia alcanza valores altos, la corriente

capacitiva será muy elevada y restará capacidad de transmisión de corriente de carga. También es importante tener en cuenta la sección, que definirá la corriente nominal.

El espesor del aislante debe ser proporcional a la tensión nominal y debe permitir la evacuación del calor producido por el paso de la corriente, ya que si el aislante del cable se calienta demasiado pierde las propiedades dieléctricas.

El cable que utiliza como aislante un polímero extruido (XLPE) se está imponiendo al cable de papel impregnado (MI Mass Impregnated) y al cable de aceite (OF Oil Filled). El XLPE tiene baja pérdida dieléctrica y casi no requiere mantenimiento [9]. Además, es más sencillo de fabricar y, por tanto, más económico [15]. Puede alcanzar temperaturas de trabajo de 90°C y de cortocircuito de 250°C durante 5 segundos [16].

7. TRANSMISIÓN HASTA LA COSTA.

El transporte de la energía eléctrica generada en el parque se puede transmitir hasta la costa tanto en corriente alterna (HVAC: High-Voltage Alternating Current) como en corriente continua (HVDC: High-Voltage Direct Current). La elección de un sistema u otro dependerá de una serie de factores, como son la viabilidad técnica o los costes.

Actualmente, todos los parques eólicos marinos operativos, salvo uno, utilizan HVAC. Pero el abaratamiento y el aumento de potencias de los convertidores electrónicos en los últimos años, está permitiendo el desarrollo de nuevos proyectos con tecnología HVDC.

Para seleccionar el sistema de transmisión más adecuado es necesario estudiar una serie de elementos asociados tanto al diseño genérico de un parque eólico (potencia, tensión, costes, etc.) como a problemas específicos del diseño en alta mar (volumen y peso de los equipos, operación y mantenimiento, acceso a las instalaciones, ambiente corrosivo, etc.).

Estudiar la influencia de la distancia del parque eólico a la costa para seleccionar la tecnología de transmisión más adecuada es un factor cada vez más importante debido al interés creciente de emplazar los parques cada vez más alejados del litoral. Como ejemplo, la distancia media a la costa creció en 2012 un 24%, pasando de 23,4km a 29km. Además hay proyectos en estudio de hasta 200km a la costa [8].

7.1.CORRIENTE ALTERNA DE ALTA TENSIÓN (HVAC)

El primer parque eólico de Alemania con tecnología HVDC es BARD Offshore 1, que ha sido conectado a la red en 2013 mediante corriente continua. El resto de parques eólicos en funcionamiento actualmente evacúan la energía desde el parque hasta la red en tierra mediante corriente alterna. Es el sistema más fiable, robusto, simple y conocido.

En el interior del parque, una red de cables se encarga de transportar la energía captada en cada turbina hasta una plataforma marina. Allí, la tensión se eleva de media tensión (en torno a 33kV) a alta tensión (entre 100 y 150KV) mediante un transformador. En algunos casos será necesario el uso de compensadores de potencia reactiva, como por ejemplo el STATCOM (STATIC COMPESATOR). La tensión se eleva para reducir la corriente que circula por el cable de evacuación a la costa, consiguiendo una disminución de su diámetro (y por lo tanto también de su precio) y de las pérdidas. Los principales inconvenientes de usar tensiones muy elevadas son: el deterioro del aislamiento del cable y la necesidad de utilizar equipos más caros y voluminosos.

Una vez en tierra firme, se sitúa una subestación con un transformador encargado de adecuar la tensión para poder inyectar la energía generada en la red de transporte o distribución, según el caso. También en este lado puede resultar necesaria la colocación de un compensador de potencia reactiva [9].

Si las condiciones técnicas indican solamente la necesidad de un compensador de reactiva en uno de los extremos del cable en lugar de en los dos extremos, éste se ubicará en el lado de la costa, evitando de esta manera los problemas de peso, volumen, mantenimiento, instalación, etc. que conllevaría colocarlo en el extremo de alta mar.

El mayor inconveniente del sistema HVAC es la gran producción de potencia reactiva debido a la capacitancia de los cables que reduce la capacidad del cable para transmitir energía útil de un extremo a otro.

En la figura siguiente se pueden observar las distintas capacidades de transmisión de potencia en función de la longitud de los cables y de los métodos de compensación de reactiva [11].

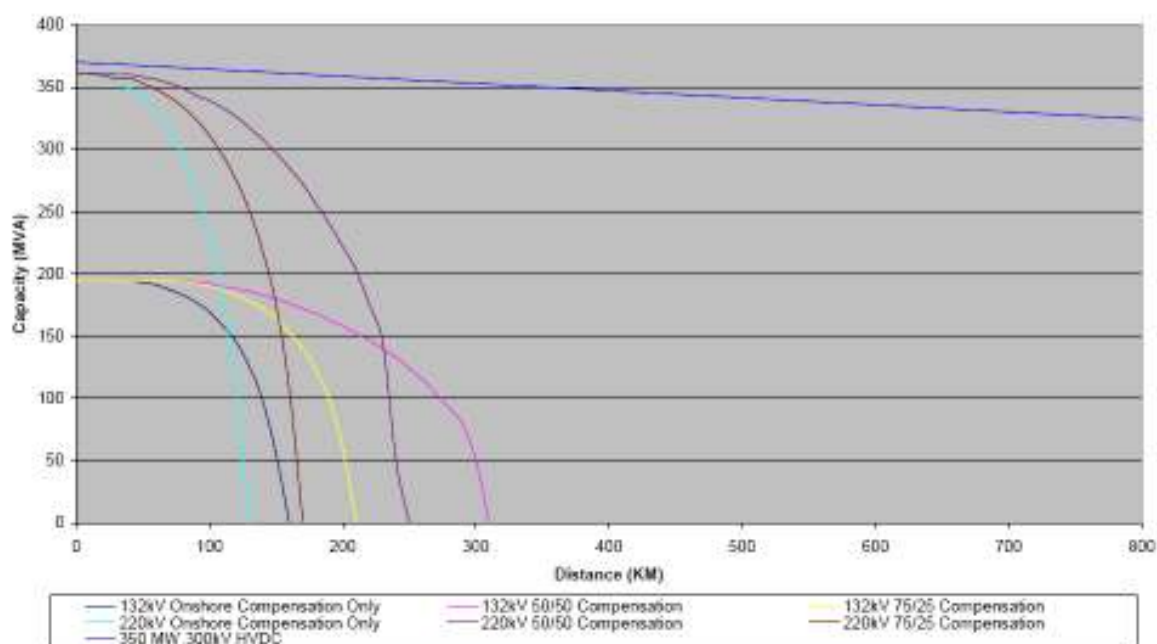


Figura 5: Capacidad de transmisión de un cable en función de su longitud y del sistema de compensación de reactiva para diferentes tensiones [15]

Por tanto, la distancia a la costa del parque eólico y su potencia son dos factores fundamentales para delimitar el uso de la tecnología HVAC.

La máxima capacidad de transmisión de un cable submarino AC está entre 300 y 400MVA para unas tensiones de 150-170KV y 200km de longitud máxima [4, 9]. A continuación se muestra una tabla que recoge las características de tensión, potencia y longitud de los sistemas de transmisión hasta la costa de algunos de los principales parques eólicos operativos.

Nombre	País	Potencia (MW)	Tensión (kV)	Distancia a la orilla (Km)
London Array	Reino Unido	630	150	20
Greater Gabbard	Reino Unido	504	132	36
Anholt	Dinamarca	400	220	15
Sheringham Shoal	Reino Unido	315	132	23
Thanet	Reino Unido	300	132	12
Lincs	Reino Unido	270	132	8
Horns Rev 2	Dinamarca	209.3	150	32
Thorntonbanl 2	Bélgica	184.5	150	27
Prinses Amalia	Países Bajos	120	150	23
Lillgrund	Suecia	110.4	130	11
Alpha Venus	Alemania	60	110	56

Tabla 3: Características de algunos de los principales parques eólicos en alta mar conectados a red mediante HVAC [17].

7.2.CORRIENTE CONTINUA DE ALTA TENSIÓN (HVDC).

Como se ha visto anteriormente, el uso de la tecnología HVAC se ve limitado por la capacidad de evacuación de potencia de los cables en corriente alterna y por las longitudes máximas admisibles de éstos. En cambio, los sistemas de corriente continua HVDC no transmiten potencia reactiva, lo que les permite conectar parques en alta mar a mayores distancias de la costa. Además, la evolución de los convertidores electrónicos de los últimos años permite trabajar con potencias cada vez más elevadas.

El sistema HVDC presenta una serie de ventajas frente al tradicional HVAC [2]:

- Las pérdidas y la caída de tensión en el cable son bajas y no hay corriente reactiva. La longitud del cable prácticamente está limitada por las condiciones de fabricación.
- No existe resonancia entre los cables y el equipo.
- Dado que la red interna del parque y la red principal en tierra están desacopladas, los aerogeneradores no contribuyen de manera significativa a las corrientes de cortocircuito de la red principal.

- Los convertidores de las estaciones HVDC tienen capacidad de controlar el flujo de potencia activa y reactiva rápidamente, o de frecuencia y tensión. Los fabricantes de HVDC pueden implementar soluciones técnicas para el cumplimiento de requisitos de los códigos de operación, tales como los huecos de tensión, los requisitos de control y de calidad de suministro. Los aerogeneradores pueden simplificar el diseño de sus controladores frente al cumplimiento de requisitos de conexión, ya que la verificación se realizará en el punto de conexión de la estación convertidora HVDC al sistema de transmisión o distribución.

También existen una serie de desventajas frente al sistema HVAC:

- Costes de los equipos más elevados.
- Sistemas menos probados, lo que implica una menor robustez y fiabilidad.

7.2.1. Estaciones de conversión.

Los convertidores electrónicos son los dispositivos encargados de transformar la corriente alterna en corriente continua (rectificadores) y la corriente continua en corriente alterna (inversores). Las instalaciones que albergan estos equipos se denominan centros de conversión.

También es necesario instalar filtros tanto en el lado de alterna como en el de continua para mitigar la producción de armónicos. Además se requiere un transformador para adecuar la tensión a los valores requeridos por el convertidor, proporcionando a la vez aislamiento galvánico entre la red y dicho convertidor [18].

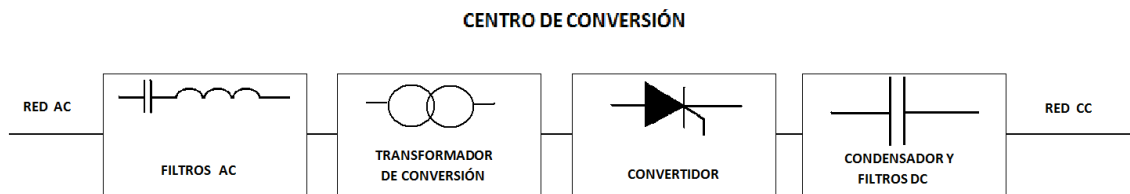


Figura 6: Esquema simplificado de una estación de conversión

7.2.2. Tipos de conexiones en HVDC.

Los sistemas HVDC pueden tener las siguientes configuraciones:

- Configuración Monopolar: Utiliza un único conductor para transmitir toda la potencia entre las dos estaciones de conversión. El retorno transcurre por tierra mediante unos electrodos colocados en las estaciones convertidoras [18]. Este método supone un ahorro económico importante, a costa de ser el sistema menos fiable.

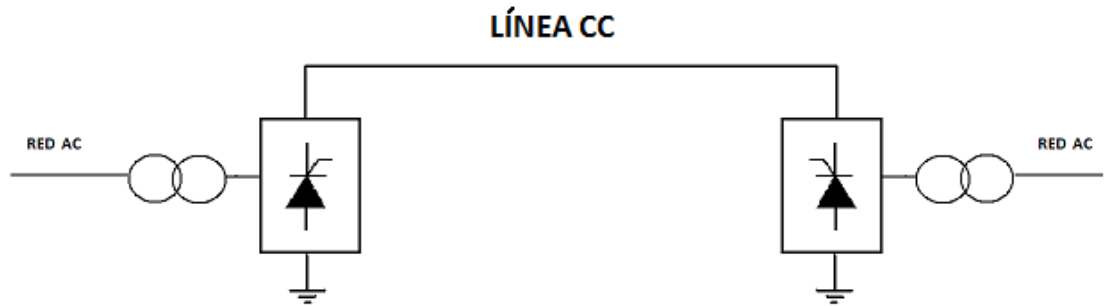


Figura 7: Esquema configuración conexión monopolar HVDC.

- Configuración Bipolar: Diseño basado en dos conductores, trabajando con polaridades positiva/negativa para la transmisión. Esta opción permite seguir operando una de las líneas cuando la otra queda fuera de servicio, aunque el sistema sólo podría transmitir la mitad de su capacidad nominal. Se consigue redundancia a costa de un mayor precio.

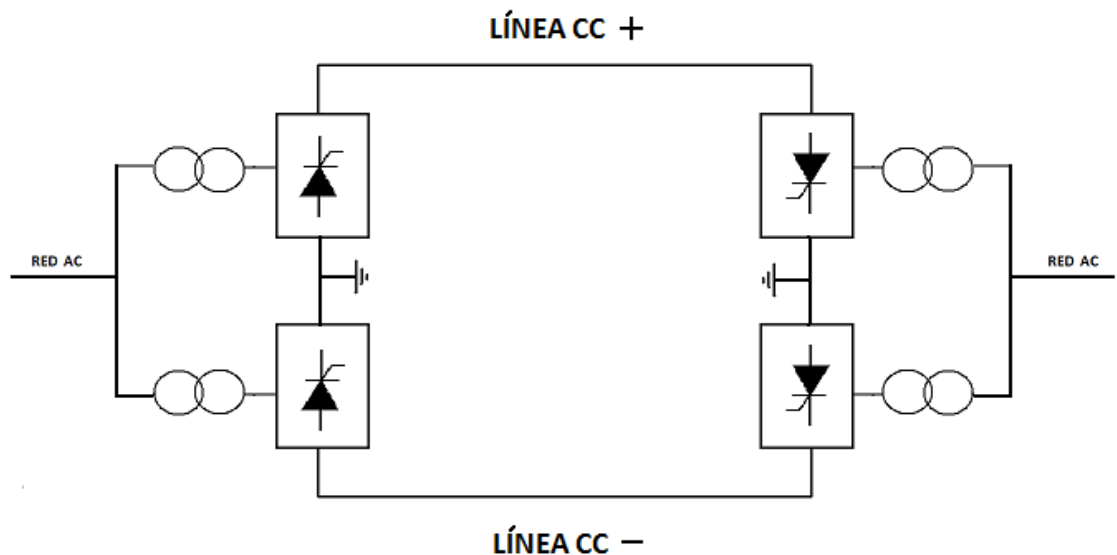


Figura 8: Esquema configuración conexión bipolar HVDC.

- Conexión Homopolar: Conexión de dos conductores con la misma polaridad y retorno por tierra.

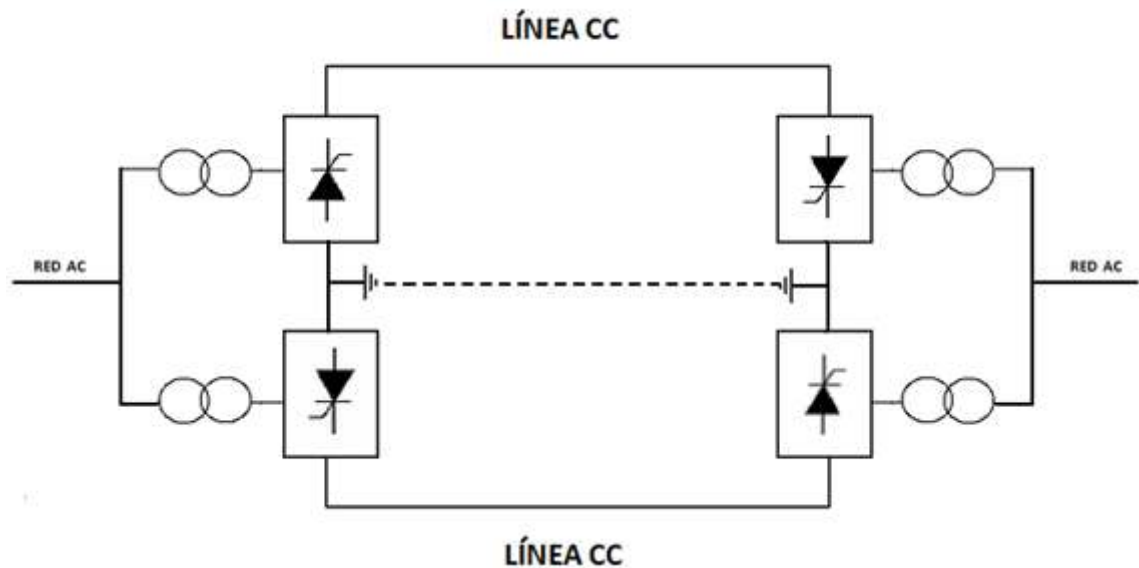


Figura 9: Esquema configuración conexión homopolar HVDC.

A nivel de componentes, existen dos tipos de tecnologías:

- LCC (Line Commutated Converter) basada en el uso de tiristores
- VSC (Voltage Source Converter) fundada en el uso de transistores IGBT (Insulated Gate Bipolar Transistor).

7.2.3. Sistema HVDC-LCC

Es el sistema tradicional de transmisión en corriente continua a alta tensión. La tecnología de convertidores LCC se basa en la utilización de tiristores. Con los tiristores se puede controlar el momento de disparo pero no el de apagado, que ocurrirá cuando la intensidad pase por cero y se polarice inversamente. Como consecuencia, este sistema permite el control de potencia activa pero no de reactiva.

El principal problema que se plantea es la necesidad de una fuente de tensión de corriente alterna externa para alimentar al convertidor. Esto no es un obstáculo cuando se trata de enlazar redes por vía marítima como los países escandinavos con la Europa continental o Reino Unido con Francia, pero para un parque eólico marino las condiciones cambian. Un parque en alta mar no dispone de una red de corriente alterna para alimentarse, por tanto necesitaría generadores diesel colocados en alta mar, con las dificultades de espacio, peso y mantenimiento que eso conllevaría. Por este motivo, la tecnología LCC no se contempla

actualmente como una solución óptima para la línea de transmisión de parques eólicos en el mar.

7.2.4. Sistema HVDC-VSC

El sistema VSC (Voltage Source Converters) es el último desarrollo en el campo de la alta tensión en corriente continua. Se basa en dispositivos semiconductores de conmutación forzada, normalmente IGBT's (transistor bipolar de puerta aislada) o GTO's (transistor de apagado por puerta). Con estos transistores se puede controlar tanto el encendido como el apagado, permitiendo gobernar la potencia activa y la reactiva de forma independiente. El funcionamiento del convertidor se logra mediante la modulación de anchura de pulsos (PWM).

Las principales ventajas que presenta el sistema VSC frente al LCC son:

- Los transistores no permiten solamente el control de la potencia activa, sino que también gobiernan la reactiva y de forma independiente la una de la otra. Además, trabajan a mayor velocidad, consiguiendo mayor estabilidad, flexibilidad, respuesta dinámica y menor nivel de armónicos [15, 16].
- No es necesario la instalación de compensadores de potencia reactiva, al ser ésta controlable completamente.
- VSC es más compacto que LCC [19].
- No requiere de fuente de alimentación independiente [15], por lo que puede realizar un arranque en isla (black-start).

Los contras que presenta la tecnología VSC frente a LCC son:

- VSC tiene un precio más elevado que el tradicional LCC, fundamentalmente debido al mayor coste de las estaciones convertidoras [19].
- VSC tiene que utilizar una configuración bipolar, lo que implica dos líneas de transmisión, frente a LCC que puede utilizar monopolar [16].
- La alta frecuencia de conmutación de los transistores provoca mayores pérdidas.
- Menor fiabilidad y menor robustez [9].
- Capacidad de transmisión aproximadamente tres veces menor (400MW VSC – 1200MW LCC) [9].

La tecnología VSC se ha desarrollado hace relativamente poco tiempo. La primera conexión con VSC se realizó entre la península escandinava y la isla de Gotland en el año 1999, con una potencia de 50MW, ± 80 KV y 70Km de longitud [18]. Desde entonces, otras ocho líneas más se han construido para diferentes usos (ver Tabla 4).

Proyecto	País	Longitud (km)	Potencia (MW)	Año	Uso
Gotland Light	Suecia	70	60	1999	Apoyo de la red interna del parque eólico
Enlace en Continua	Australia	65	3x60	2000	Mercado eléctrico
Tjaereborg	Dinamarca	4	8	2000	Experimental
Eagle Pass	EEUU	0 (back to back)	36	2000	Control de la tensión CA.
Cross Sound	EEUU	40	330	2002	Mercado eléctrico.
Enlace Murria	Australia	180	200	2002	Mercado eléctrico. Subterráneo.
Troll A	Noruega	70	2x41	2005	Alimentación en plataforma de gas.
Eslink	Noruega/Holanda	75	350	2006	Interconexión mercado eléctrico.
BorWin 1	Alemania	200	400	2013	Conexión del parque eólico BARD Offshore 1 a la red en tierra.

Tabla 4: Proyectos instalados utilizando el sistema HVDC-VSC. [9, 17]

Recientemente se ha finalizado la conexión del primer parque eólico marino conectado a tierra mediante HVDC. Esta línea HVDC-VSC, llamada “BorWin 1” inyecta a la red los 400MW de energía producida por el parque BARD Offshore 1. El cableado recorre una distancia de 125Km hasta llegar a tierra, donde continúa soterrado por otros 75Km hasta llegar al punto de conexión de la red eléctrica. La tensión nominal es de $\pm 150\text{KV}$ (configuración bipolar) [20].

Además, se está desarrollando la segunda línea HVDC-VSC, llamada “BorWin 2”, para conectar otro parque eólico en alta mar, con una potencia de 800MW, una tensión de $\pm 150\text{KV}$ (configuración bipolar) y una distancia de transmisión de 200Km. Se espera que esté operativa el año 2014 [21].

Como se ha podido ver, la tecnología VSC alcanza potencias máximas de 400MW y tensiones de $\pm 150\text{kV}$ en la actualidad [20] y en un futuro próximo llegará a 800MW y $\pm 300\text{KV}$ [21]. Incluso algunos fabricantes estudian desarrollar estaciones convertidoras de 1200MW [9].

8. COMPARACIÓN DE LAS DIFERENTES TECNOLOGÍAS DE TRANSMISIÓN.

A continuación se compararán las distintas tecnologías desde el punto de vista técnico y económico.

8.1.Comparación técnica.

En la siguiente tabla se recogen distintos aspectos técnicos fundamentales de las tecnologías de transmisión, como pueden ser la potencia máxima de transmisión, las pérdidas o el volumen que ocupa la instalación en alta mar.

Tecnología	HVAC	HVDC-LCC	HVDC-VSC
Máxima capacidad disponible	200MW a 150kV 350MW a 245kV	1200MW	400MW (1200MW en desarrollo)
Tensión	150KV (245kV y 400kV en desarrollo)	±500kV	±150 (±300KV en desarrollo)
Proyectos eólicos en alta mar instalados	Muchos	Ninguno	1
Arranque en isla (Black Start)	Sí	No	Sí
Apoyo a la red	No, se requiere SVC o STATCOM para controlar la potencia reactiva.	No, se requieren bancos de condensadores o STATCOM para alimentar de potencia reactiva a las válvulas de conmutación.	Sí, la potencia reactiva es generada o absorbida.
Pérdidas totales	Dependen de la distancia	2-3%	4-6%
Estación en alta mar en operación	Sí	No	Sólo en plataformas de gas
Desacoplamiento entre redes	No	Sí	Sí
Modelo del cable	Resistencia, inductancia y capacitancia	Resistencia	Resistencia
Requerimiento de servicios complementarios	No	Sí, para bajas velocidades del viento	Sí, para bajas velocidades del viento
Requerimiento de espacios en la subestación en alta mar	Poco	Mucho	Medio
Coste	Bajo	Alto	Muy alto

Tabla 5: Comparación de las diferentes tecnologías de transmisión en los parques eólicos en alta mar [9, 14].

8.2.Comparación económica.

Para realizar un análisis económico de un parque eólico en alta mar habrá que tener en cuenta los costes de inversión, los costes de operación y las pérdidas tanto de las líneas de transmisión como de los centros de transformación y/o conversión.

Hay que señalar que es muy difícil generalizar en este campo, ya que los resultados están fuertemente ligados con las características individuales de cada parque: longitud hasta el litoral, potencias, etc. Además, conforme avanza el desarrollo de la tecnología HVDC, ésta se va abaratando, por lo que los resultados obtenidos quedan obsoletos rápidamente.

A continuación se exponen dos análisis económicos. En uno de ellos se desglosan los diferentes costes del parque, y se analizan resultados para distintas tecnologías de transmisión y distancias a la costa. En el otro se valora el rango de utilización de las diferentes tecnologías de transmisión en función de la capacidad de transmisión y la distancia a la costa.

Caso I. Análisis de los diferentes costes de un parque eólico en su primer año de funcionamiento [2].

Se estudian dos tecnologías de transmisión para un parque de 100MW:

- HVAC, 150kV, compensador de reactiva de 52Mvar en el extremo de la costa.
- HVDC – VSC, $\pm 150\text{KV}$

Distancia (km)	Tipo	Inversión (M€)	Pérdidas (M€)	Operación y Mantenimiento (M€)	Energía no suministrada (M€)	Total (M€)
20	AC	31.98	6.13	3.71	1.75	43.57
	DC	46.82	16.06	4.46	6.91	74.24
40	AC	45.12	7.92	4.37	1.75	59.17
	DC	53.61	16.83	4.80	6.91	82.15
60	AC	58.21	10.03	5.03	1.75	75.02
	DC	60.39	17.61	5.14	6.91	90.05
80	AC	71.29	12.73	5.69	1.75	91.46
	DC	67.18	18.38	5.48	6.91	97.95
100	AC	84.35	16.37	6.34	1.75	108.82
	DC	73.97	19.16	5.82	6.91	105.86
120	AC	97.41	21.33	7.00	1.75	127.49
	DC	80.75	19.93	6.16	6.91	111.76

Tabla 6: Análisis económico del primer año de vida de un parque eólico en alta mar de 100MW en función de la distancia a la costa y de la tecnología de transmisión seleccionada [2].

Se puede observar en la Tabla 6 como hasta los 100km de distancia, la tecnología más rentable es HVAC y para mayores distancias comienza a ser más beneficioso la utilización de HVDC-VSC.

Caso II. Análisis de la tecnología adecuada en función de la potencia y la tensión de la línea de transmisión del parque [9, 14].

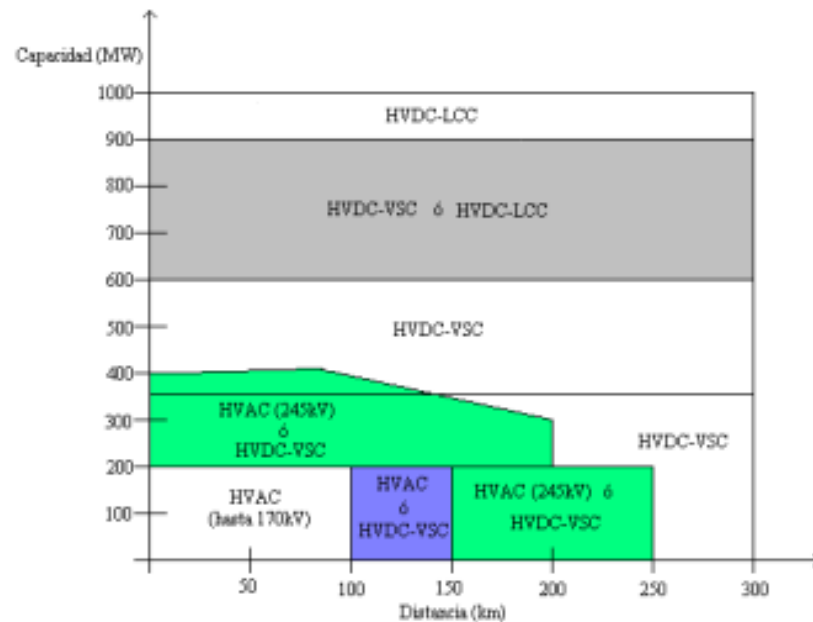


Figura 10: Rango de utilización de las diferentes soluciones de transmisión en función de la capacidad de transmisión y la distancia [9, 14].

Según el gráfico, para potencias inferiores a 200MW, con tensión por debajo de 170kV y distancias menores a 100km, la tecnología idónea económicamente hablando es HVAC. Pero para distancias mayores de 100km, las pérdidas de HVAC aumentan por lo que los costes con HVDC-VSC pasan a ser parecidos y los dos sistemas serían válidos (zona morada).

Entre 200MW y 350MW, los niveles de tensión necesarios en HVAC exceden los 150KV, incrementándose en coste de los enlaces y volviéndose a equiparar el coste de HVAC al de HVDC-VSC [9, 14].

CAPÍTULO 3

- CÓDIGO DE RED -

CAPÍTULO 3. CÓDIGO DE RED

9. INTRODUCCIÓN

El Código de Red o Grid Code que vamos a tomar como referencia en el presente proyecto es el código publicado por ENTSO-e (European Network of Transmission System Operators for Electricity): *Requeriments for Grid Connection Aplicable to all Generators*, del 8 de Marzo de 2013.

ENTSO-e es una asociación creada en 2008 por 36 operadores de red de transmisión eléctrica repartidos por toda Europa. Los objetivos de dicha asociación son:

- Elaboración de normativas para regular la red eléctrica.
- Asegurar una coordinación eficaz en la gestión de redes por parte de los distintos operadores.
- Crear un plan de desarrollo de las redes eléctricas en Europa, asegurando la fiabilidad y sostenibilidad de las mismas.
- Publicar estudios y análisis de las redes eléctricas europeas.

A continuación se extraen del documento y se detallan los requisitos que deben aplicarse a los parques eólicos marinos según **ENTSO-e**, conectados a la red de Europa Continental. Estos requisitos están especificados en el **Título 2 (Requirements)**, **Capítulo 4 (Requirements for Offshore Power Park Modules)**. Se discute el método de verificación de cumplimiento de cada requisito.

10. REQUISITOS DEL CODIGO DE RED ENTSO-e

10.1. ESTABILIDAD DE FRECUENCIA

Un parque eólico en alta mar deberá permanecer conectado a la red para los rangos de frecuencia y tiempos especificados en la siguiente tabla:

Rango de frecuencias (Hz)	Periodo de tiempo en operación (minutos)
47.5 - 48.5	Cada TSO tendrá que definir el tiempo, pero debe ser superior o igual a 30 minutos
48.5 - 49.0	Cada TSO tendrá que definir el tiempo pero debe ser superior al tiempo definido en el rango de 47.5-48.5Hz
49.0 - 51.0	ilimitado
51.0 - 51.5	30

Tabla 7: *Periodos en los que debe ser capaz de operar un parque de generación eólica en alta mar sin desconectarse [22].*

Cualquier parque generador, deberá desconectarse en caso de alta o baja frecuencia en tiempos superiores a los indicados por la Tabla 7. El operador del sistema de

transmisión relevante, que opera la zona donde esté conectado el parque eólico, tendrá el derecho de solicitar al parque eólico la instalación de elementos adicionales en su sistema de control para poder suministrar potencia activa adicional a red, con objeto de limitar el cambio de frecuencia que sigue a un evento de pérdida de carga.

El parque deberá mantener constante la potencia activa aportada a la red con independencia de los cambios en la frecuencia, salvo en los casos que se citan a continuación:

10.1.1. MODO DE OPERACIÓN LFSM-O

El modo de control LFSM-O (Limited Frequency Sensitive Mode – Overfrequency) es un modo de control que se solicita al parque eólico en alta mar consistente en reducir la potencia activa ante un aumento de la frecuencia de la red.

Esta reducción de potencia se activará en un rango de frecuencias de entre 50.2Hz y 50.5Hz, mediante una rampa de entre el 2% y el 12% de inclinación como puede verse en la Figura 11. Esta respuesta se activará tan pronto como sea posible.

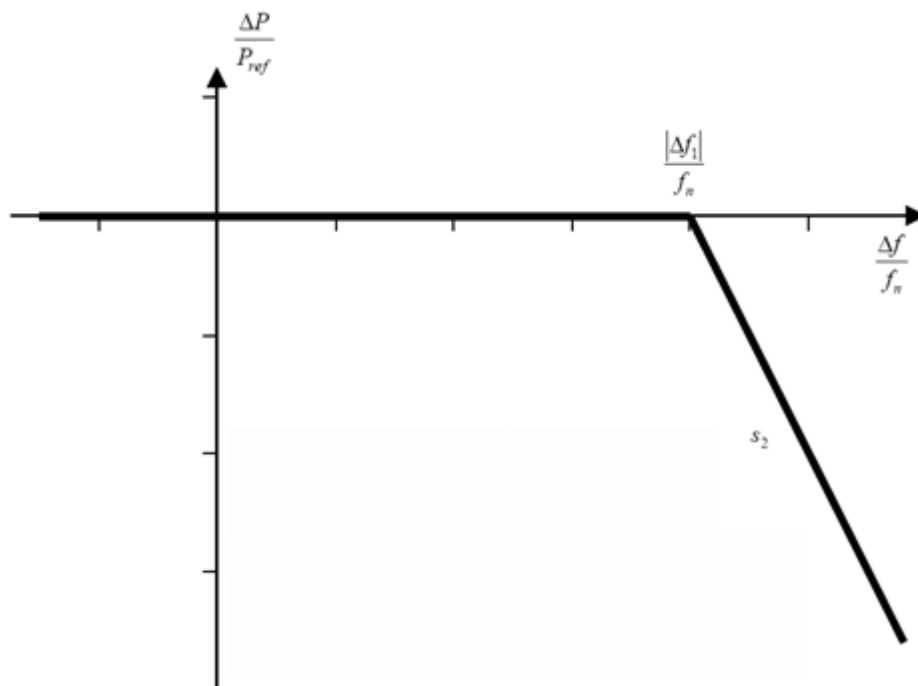


Figura 11: Respuesta de la variación de la potencia activa en modo de operación LFSM-O [22].

En parques eólicos en alta mar, se definen los siguientes parámetros relacionados con la Figura 11 [22]:

- P_{ref} : potencia activa real en el momento en que se alcanza el umbral del modo LFSM-O o la potencia máxima, según lo defina el operador del sistema.
- ΔP : variación de potencia activa.

- f_n : frecuencia nominal de la red (50Hz).
- Δf : variación de frecuencia.
- s_2 : pendiente de potencia/frecuencia
- Δf_1 : variación de frecuencia a partir del cual se activa el modo de control sensible potencia/frecuencia LFSM-O.

El parque eólico será capaz de mantener un funcionamiento estable durante el modo de operación LFSM-O. Cuando se activa el LFSM-O, su consigna o valor objetivo dado por este sistema de control, será prioritario sobre otros valores de referencia de potencia activa.

10.1.2. OPERACIÓN A FRECUENCIAS REDUCIDAS

Cuando se produce una caída de la frecuencia, el operador del sistema permite una reducción de la potencia activa inyectada a la red dentro de los límites de la Figura 12.

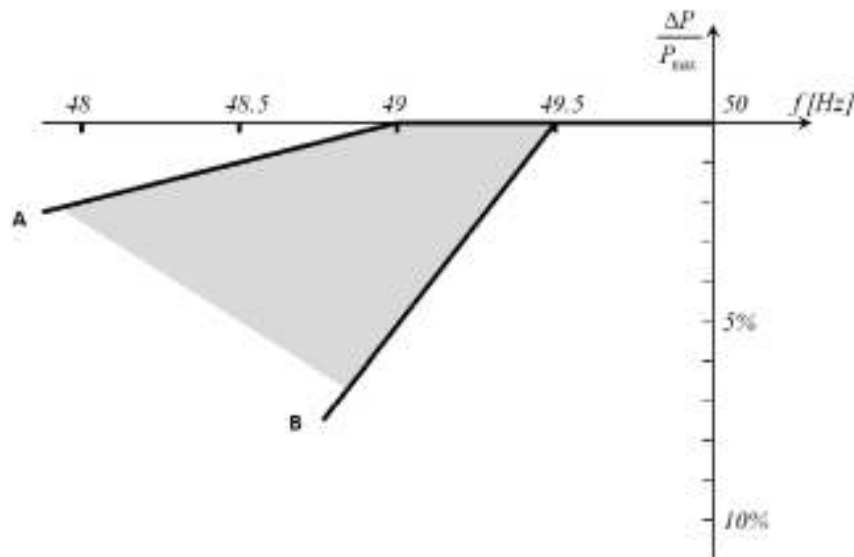


Figura 12: Capacidad máxima de reducción de potencia activa ante una caída de la frecuencia [22].

Los límites dados en la figura corresponden a:

- Rampa A: desde 49Hz, reducción del 2% de potencia activa por cada reducción de un hertzio de frecuencia de la red.
- Rampa B: desde 49.5HZ, reducción del 10% de potencia activa por cada reducción de un hertzio de frecuencia de la red.

10.1.3. MODO DE OPERACIÓN LFSM-U

El modo de control LFSM-U (Limited Frequency Sensitive Mode – Underfrequency) es un modo de control que se solicita al parque eólico en alta mar consistente en aumentar la potencia activa ante una disminución de la frecuencia de la red.

Este aumento de potencia se activará en un rango de frecuencias de entre 49.8Hz y 49.5Hz, mediante una rampa de entre el 2% y el 12% de inclinación como puede verse en la Figura 13. En el modo LFSM-U, el parque será capaz de aumentar la potencia activa hasta su máxima capacidad. Esta respuesta se activará tan pronto como sea posible.

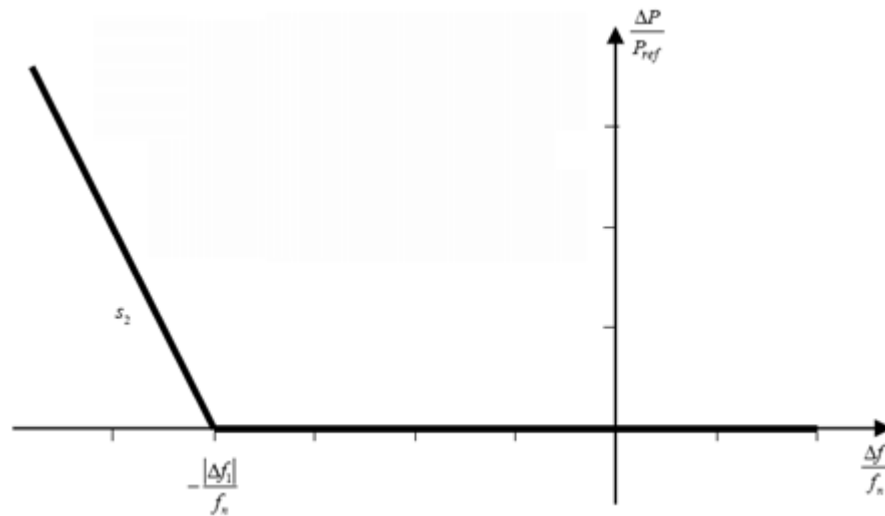


Figura 13: Respuesta de la potencia activa en modo de operación LFSM-U.

En parques eólicos en alta mar, se definen los siguientes parámetros relacionados con la Figura 13 [22]:

- P_{ref} : potencia activa real en el momento en que se alcanza el umbral del modo LFSM-U o la potencia máxima, según lo defina el operador del sistema.
- ΔP : variación de potencia activa.
- f_n : frecuencia nominal de la red (50Hz).
- Δf : variación de frecuencia.
- s_2 : pendiente de potencia/frecuencia
- Δf_1 : variación de frecuencia a partir del cual se activa el modo de control sensible potencia/frecuencia LFSM-U.

El parque eólico será capaz de mantener un funcionamiento estable durante el modo de operación LFSM-U. Cuando se activa el LFSM-U, su consigna o valor objetivo dado por este sistema de control, será prioritario sobre otros valores de referencia de potencia activa a menos que entre en acción una consigna de recuperación de frecuencia.

10.1.4. MODO DE OPERACIÓN FSM

El modo de control FSM (Frequency Sensitive Mode) es un modo de operación del parque eólico en alta mar basado en regular la potencia activa ante un cambio de frecuencia, en una dirección que ayude a recuperar la frecuencia objetivo.

Estando el parque en modo FSM, éste será capaz de ajustar la potencia activa conforme a la Figura 14 y de acuerdo con los parámetros especificados por el Operador del Sistema dentro de los rangos de la tabla X.

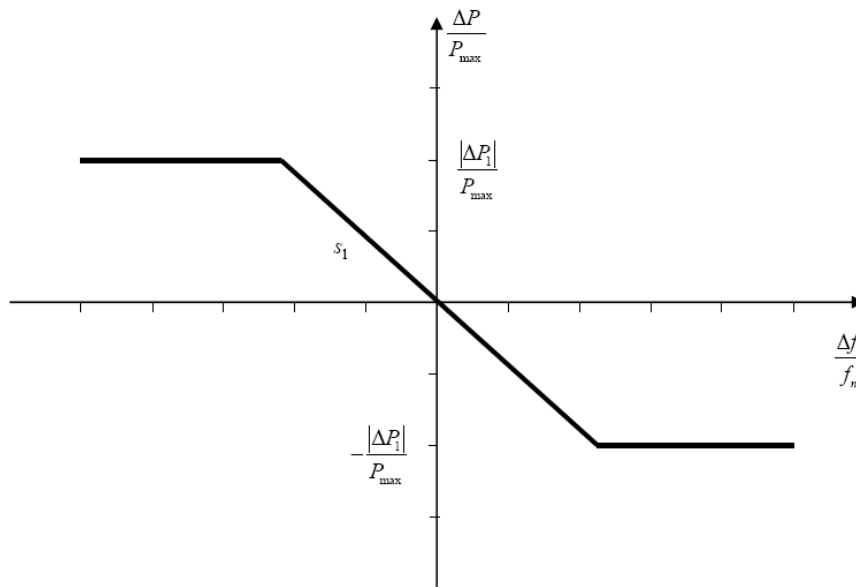


Figura 14: Capacidad de regulación de potencia activa/frecuencia exigida a parques eólicos en alta mar. Caso con banda muerta cero e insensibilidad.

En parques eólicos en alta mar, se definen los siguientes parámetros relacionados con la figura [22]:

- P_{max} : potencia activa máxima del parque.
- ΔP : variación de potencia activa.
- ΔP_1 : variación de potencia activa máxima o mínima.
- f_n : frecuencia nominal de la red (50Hz).
- Δf : variación de frecuencia.
- s_1 : pendiente de potencia/frecuencia

Se define un rango para los parámetros del control FSM en la tabla siguiente.

Parámetro		Rango de valores
$\frac{ \Delta P1 }{P_{max}}$		1.5-10 %
Insensibilidad de la respuesta de frecuencia	$ \Delta f_i $	10-30mHz
	$\frac{ \Delta f_i }{f_n}$	0.02-0.06 %
Banda muerta de la respuesta en frecuencia		0-500 mHz
Pendiente s_1		2-12%

Tabla 8: Parámetros del modo de operación FSM [22].

Como resultado de una variación de frecuencia, el parque deberá ser capaz de activar el modo de control FSM y de variar la potencia activa por encima o sobre el límite dado en la Figura 15. Los límites serán fijados por el operador del sistema evitando oscilaciones en el parque eólico y dentro de los rangos dados en la Tabla 9. El tiempo de activación será lo más breve posible. El parque variará la potencia activa generada hasta alcanzar $\Delta P1$ de acuerdo con los tiempos siguientes:

- t_1 es el tiempo de retraso inicial.
- t_2 es el tiempo para la activación completa.

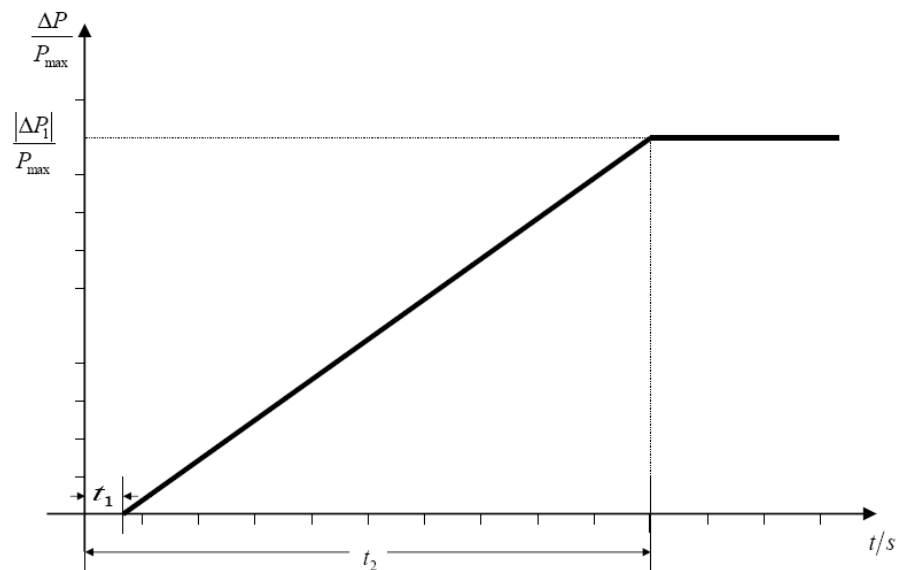


Figura 15: Capacidad de respuesta potencia activa/frecuencia

Parámetro	Rango de valores
$\frac{ \Delta P_1 }{P_{max}}$	1.5-10%
Tiempo de retraso máximo admisible (t_1) a menos que esté justificado por tecnologías con inercia	2 segundos
Tiempo de retraso máximo admisible (t_1) a menos que esté justificado por tecnologías sin inercia	Definido por el Operador de Sistema
Tiempo máximo admisible para la activación completa (t_2) a menos que el operador admita tiempos mayores debido a la estabilidad de la red	30 segundos

Tabla 9: Parámetros para la respuesta potencia activa/frecuencia [22].

El parque eólico en alta mar deberá ser capaz de proporcionar regulación de potencia activa/frecuencia durante un periodo de entre 15 y 30 minutos que será fijado por el operador del sistema dentro de cada área síncrona, teniendo en cuenta la disponibilidad de potencia de la instalación. Durante este intervalo de tiempo en que exista una desviación de frecuencia, el control de potencia activa no tendrá ningún impacto negativo en la respuesta en frecuencia.

10.2. TENSIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO

El parque eólico en alta mar debe ser capaz de permanecer en operación normal y conectado cuando la tensión en el punto de conexión a tierra varíe dentro de los rangos y tiempos dados en la Tabla 10.

Rango de voltaje (p.u.)	Periodo de tiempo en operación (minutos)
0.85 - 0.90	60 minutos
0.9 – 1.118	Ilimitado
1.118 – 1.15	Deberá ser fijado por cada TSO pero no será inferior a 20 minutos

Tabla 10: Periodos mínimos de operación del parque según tensión de operación [22] para Europa Continental.

10.3. ESTABILIDAD DE LA TENSIÓN

El operador de red podrá solicitar la inyección rápida a la red de corriente reactiva además de la corriente reactiva existente pre-falla ante una falla simétrica. El parque será capaz de inyectar corriente reactiva adicional a la red durante una falla si:

- Se garantiza el suministro de dicha corriente de acuerdo con las especificaciones del operador de red, dependiendo de la desviación de tensión de su valor nominal en el punto de conexión a red;
- De forma alternativa se miden las desviaciones de tensión en bornes de las diferentes unidades individuales del parque eólico en alta mar y se proporciona

una corriente adicional desde cada módulo individual dependiendo de la desviación de tensión de su valor nominal en terminales de cada módulo.

En cualquiera de los dos casos anteriores, el parque eólico en alta mar o cada uno de los aerogeneradores individuales que lo componen deberán ser capaces de proporcionar al menos $2/3$ de la corriente reactiva adicional dentro del plazo de tiempo indicado por el operador. Este plazo no podrá ser inferior a 10 milisegundos. El valor requerido de esta intensidad reactiva se alcanzará con una precisión del 10% en los 60 milisegundos siguientes desde que se ha producido la desviación de tensión.

La contribución total de corriente (la corriente pre-falta y la corriente adicional) no será superior a 1pu del valor nominal de corriente máxima admisible de corta duración (hasta 400ms). Si el parque eólico está operando en modo prioridad P (potencia activa prioritaria sobre la potencia reactiva), se puede limitar la contribución de corriente teniendo en cuenta la corriente aparente a 1pu del valor nominal de corriente máxima admisible de corta duración.

En cuanto a la inyección rápida de corriente reactiva ante faltas asimétricas (monofásicas o bifásicas), el operador de red podrá introducir requisitos específicos.

10.4. REQUISITOS DE POTENCIA REACTIVA A POTENCIA ACTIVA MÁXIMA

El operador de red establecerá los requisitos de capacidad de suministro de potencia reactiva ante variaciones de tensión. Para ello, se definirá un área U- Q/P_{max}, dentro de la cual el parque deberá proporcionar potencia reactiva cuando la potencia activa es máxima. La potencia reactiva en el punto de conexión a la red debe estar dentro del área definida en función de los dos parámetros: el ratio Q/P_{max} y la tensión, donde:

- Q es la potencia reactiva
- P_{max} es la potencia activa máxima del parque eólico en alta mar
- V o U es la tensión en por unidad.

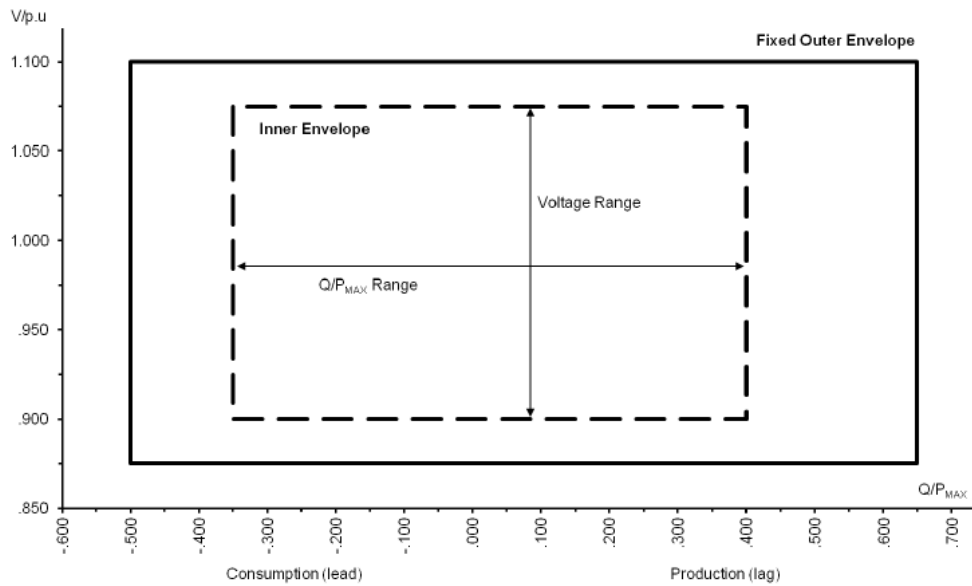


Figura 16: Límites relación tensión – relación $Q/P_{\text{máx}}$ en el punto de conexión a la red. “Inner Envelope” o envolvente interior es el área que define los rangos de potencia reactiva y de tensión permitidos en el punto de conexión a la red. A su vez, la envolvente interna debe estar dentro del área llamada “Fixed Outer Envelope” o envolvente fija exterior [22].

Para Europa Continental, los valores de la figura B son:

Rango $Q/P_{\text{máx}}$	Rango de tensión (p.u)
0.75	0.225

Tabla 11: Parámetros de la envolvente interior [22]

10.5. REQUISITOS DE POTENCIA REACTIVA A POTENCIA ACTIVA POR DEBAJO DE LA MÁXIMA

El operador de red establecerá los requisitos de capacidad de suministro de potencia reactiva. Para ello, se definirá un área P - $Q/P_{\text{máx}}$, dentro de la cual el parque deberá proporcionar potencia reactiva para una determinada potencia activa generada. El operador definirá el área dentro de la llamada “Inner Envelope” o envolvente interior de la Figura 17 según los principios siguientes:

- Se definen dos perfiles: un perfil envolvente exterior y envolvente interior. El Operador definirá un perfil que debe estar dentro de la envolvente interior.
- Las dimensiones de las envolventes se definen para cada área síncrona, para Europa continental se detallan en Tabla 11.
- El rango de potencia activa de la envolvente cuando la potencia reactiva es cero deberá ser 1pu.
- El perfil podrá adoptar cualquier forma y deberá incluir condiciones sobre la capacidad de potencia reactiva cuando la potencia activa es cero.

- El perfil envolvente interior debe encontrarse dentro de los límites del perfil envolvente exterior.

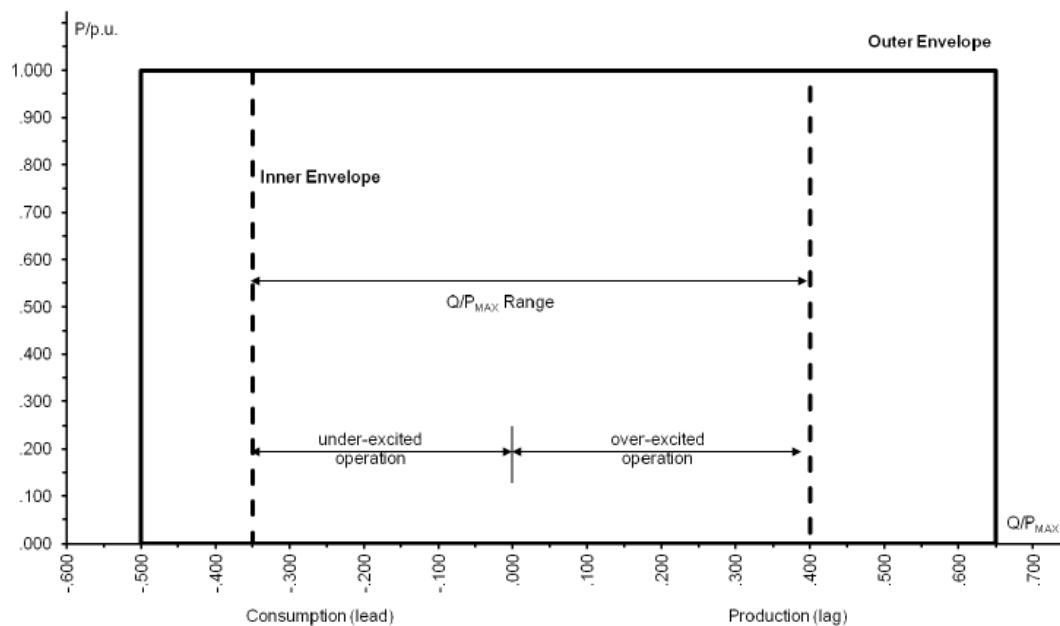


Figura 17: Límites relación potencia activa - potencia reactiva en el punto de conexión a la red. La curva $P - Q/P_{\max}$ estará dentro del área definida por la envolvente interior o “Inner Envelope”, y ésta a su vez estará dentro del área envolvente exterior o “Outer Envelope” [22].

El parque será capaz de pasar de un punto de operación a otro dentro de su curva $P - Q/P_{\max}$ en plazos adecuados a los valores solicitados por el operador de red.

10.6. MODOS DE CONTROL DE POTENCIA REACTIVA

El parque será capaz de proporcionar potencia reactiva a la red en cualquiera de los siguientes tres modos de funcionamiento: modo de control de tensión, modo de control de potencia reactiva y modo de control de factor de potencia.

10.6.1. Modo de control de tensión.

El parque será capaz de contribuir al control de la tensión en el punto de conexión contribuyendo con potencia reactiva; con la capacidad de recibir una consigna de tensión que cubra al menos entre el rango de 0.95 a 1.05 pu en escalones de no más del 0.01 pu con una rampa de entre el 2 y el 7% en escalones no mayores del 0.5%. La potencia reactiva de salida será cero cuando la consigna iguale la tensión de red.

El valor de consigna será gestionado con o sin banda muerta, a seleccionar entre un rango de cero hasta +/-5% de la tensión nominal de red en pasos no mayores que 0.5%.

Tras un escalón de tensión, el parque debe ser capaz de alcanzar el 90% de la variación de la potencia reactiva en un tiempo t_1 a especificar por el operador de red dentro de un rango de entre 1 y 5 segundos; y fijar el valor definido de la pendiente a la que opera con un tiempo t_2 que debe ser especificado por el operador de red dentro de un rango de entre 5 y 60 segundos, con una tolerancia de reactiva en estado permanente no superior al 5% de la potencia reactiva máxima.

10.6.2. Modo de control de potencia reactiva.

En el modo de control de potencia reactiva, el parque será capaz de ajustar el valor de la consigna de potencia reactiva dentro del rango de la curva de capacidad mediante escalones de no más de 5MVar o del 5% de la potencia reactiva total (lo que sea más pequeño), controlando la potencia reactiva en el punto de conexión a red con una precisión de ± 5 MVar o $\pm 5\%$ de la potencia reactiva total (lo que sea más pequeño).

10.6.3. Modo de control del factor de potencia

En el modo de control de factor de potencia, el parque será capaz de controlar el factor de potencia en el punto de conexión a la red suministrando reactiva dentro de su curva de capacidad. La consigna y valor objetivo de factor de potencia se realizará en escalones de no más de 0.01. El operador de red definirá el valor de referencia o consigna de factor de potencia y la tolerancia expresada en MVar o % del valor de potencia reactiva que se obtiene de la conversión del valor de factor de potencia en un período de tiempo, después de un cambio en la potencia activa de salida.

10.7. PRIORIDAD POTENCIA ACTIVA O REACTIVA

Respecto a la prioridad de contribución con potencia activa o reactiva, el operador de red definirá cual es prioritaria durante las faltas en la red para las que se requiere capacidad de permanecer conectado (FRT – Fault ride through or LVRT – Low voltage ride through). Si se otorga prioridad a la potencia activa, debe ser suministrada no más tarde de 150ms desde la aparición de la falta.

10.8. CONTROL DE AMORTIGUAMIENTO DE OSCILACIONES

En cuanto al control del amortiguamiento de las oscilaciones de potencia, si el operador de red lo requiere, el parque será capaz de contribuir a su amortiguación. Las

características del control de potencia reactiva y tensión no afectarán negativamente a dicha amortiguación de oscilaciones de potencia.

10.9. HUECOS DE TENSIÓN

El parque eólico en alta mar tendrá que tener capacidad para soportar huecos de tensión según la envolvente de la *Figura 18* que será definida de forma definitiva por el operador de red con los rangos proporcionados en la Tabla 12.

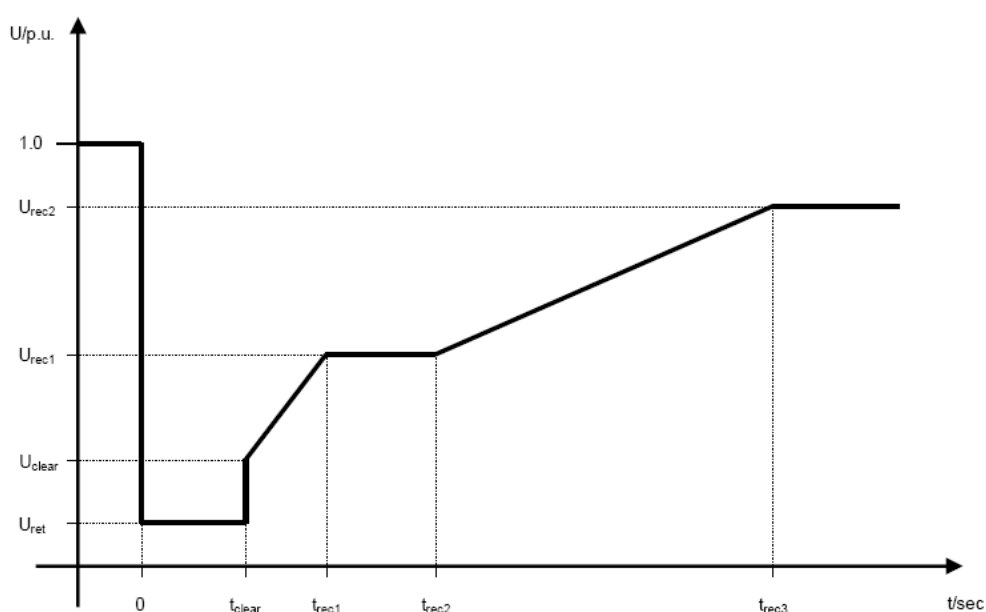


Figura 18: Envolvente del Hueco de tensión.

Se emplean los siguientes parámetros en la definición de la envolvente [22]:

- U_{ret} es la tensión mínima en el hueco de tensión
- U_{clear} es la tensión alcanzada tras el despeje del hueco de tensión
- t_{clear} es el tiempo de duración de la falta
- U_{rec1} y U_{rec2} son las tensiones mínimas para unos tiempos de recuperación dados (t_{rec1} , t_{rec2} y t_{rec3}).

Tensión (p.u.)		Tiempo (segundos)	
U_{ret} :	0.05-0.15	t_{clear} :	0.14 – 0.25
U_{clear} :	$U_{ret} - 0.15$	t_{rec1} :	t_{clear}
U_{rec1} :	U_{clear}	t_{rec2} :	t_{rec1}
U_{rec2} :	0.85	t_{rec3} :	1.5 – 3.0

Tabla 12: Valores mínimos de tensión y tiempos de recuperación para un hueco de tensión en el punto de conexión de un parque de generación [22].

El parque deberá ser capaz de seguir conectado a red ante un hueco de tensión si las condiciones de tensión se encuentran dentro o sobre la envolvente.

El operador de red definirá las condiciones previas y posteriores al hueco de tensión en términos de:

- Condiciones para el cálculo de la capacidad mínima de cortocircuito antes de la falta en el punto de conexión.
- Potencia activa, reactiva y tensión en el punto de conexión antes de la falta.
- Condiciones para el cálculo de la capacidad mínima de cortocircuito después de la falta en el punto de conexión.

Las condiciones ante faltas asimétricas serán definidas por cada operador de red.

10.10. OPERACIÓN EN ISLA

El parque eólico en alta mar deberá ser capaz de operar en isla si el operador de red lo requiere. La operación en isla debería ser posible dentro de los límites de frecuencia y tensión definidos por el operador.

Si es necesario, el parque será capaz de operar en el modo FSM durante la isla. En el caso de un excedente de potencia, deberá ser posible reducir la potencia activa de salida desde su punto de funcionamiento previo a cualquier nuevo punto de funcionamiento dentro de la curva de capacidad P-Q si es viable técnicamente, pero como mínimo se tendrá que poder reducir hasta el 55% de su potencia máxima.

La detección de la isla no recaerá solamente sobre la posición de los interruptores de la red externa, sino que será acordado por ambas partes.

11. ENSAYOS DE VERIFICACIÓN DE CUMPLIMIENTO

El Capítulo 4 (“Compliance testing for offshore power park modules”) del Título 4 (“Compliance”) de la normativa desarrollada por ENTSO-e, define los ensayos en campo que se deben realizar a los parques eólicos en alta mar para verificar el cumplimiento de los requisitos de conexión a red. La tabla siguiente resume los ensayos en campo para parques eólicos en alta mar sea cual sea su potencia y su tensión nominal en el punto de conexión.

Artículo	Originalmente definido para	Requisito	Descripción del ensayo en campo
44 41(2)	Parques Eólicos Terrestres Tipo B, C y D	Control de frecuencia limitado – sobrefrecuencia (LFSM-O)	Respuesta a escalones o rampas de frecuencia para activar una variación de P de al menos 10%
44 42(2)	Parques Eólicos Terrestres Tipo C y D	Control de potencia activa	Capacidad de controlar potencia al valor de consigna que envía el Operador
44 42(3)	Parques Eólicos Terrestres Tipo C y D	Control de frecuencia limitado – subfrecuencia (LFSM-U)	Respuesta a escalones o rampas de frecuencia para activar una variación de P de al menos 10% con el parque al 80%P _{max}
44 42(4)	Parques Eólicos Terrestres Tipo C y D	Modo de control sensible a variaciones de frecuencia (FSM)	Respuesta a escalones o rampas de frecuencia para activar una variación de P en todo el rango (desde P _{min} a P _{max})
44 42(5)	Parques Eólicos Terrestres Tipo C y D	Control del restablecimiento de frecuencia	Verificar capacidad de restablecimiento y verificar coordinación con FSM
44 42(7)	Parques Eólicos Terrestres Tipo C y D	Control de tensión	(*) Verificar parámetros de la característica estática, insensibilidad del control y respuesta dinámica al escalón de tensión
44 42(8) 42(6)	Parques Eólicos Terrestres Tipo C y D	Control de potencia reactiva y curva de capacidad PQ	(*) Respuesta a escalones de potencia reactiva, verificar rango del control, escalones y precisión. Verificar operación en los límites de la curva PQ.
44 42(9)	Parques Eólicos Terrestres Tipo C y D	Control de factor de potencia	(*) Respuesta de la potencia reactiva a escalones de potencia activa para mantener el factor de potencia constante

Tabla 13: Resumen de ensayos de inspección en campo para verificación de requisitos

(*) Para instalaciones terrestres el operador de red elegirá un modo de control para ensayar la planta dentro de los tres modos posibles definidos aquí. En parques eólicos en alta mar, se deben realizar todos los ensayos.

Las capacidades máximas de los tipos A, B, C y D se definen de la siguiente manera en Europa Continental:

- Tipo A $\leq 1\text{MW}$
- Tipo B $> 1\text{MW}$
- Tipo C $> 50\text{MW}$

- Tipo D > 75MW

A continuación se detallan los ensayos.

11.1. Ensayo de verificación de la respuesta del LFSM-O

El parque demostrará su capacidad técnica para controlar la potencia activa continuamente y contribuir al control de frecuencia en caso de aumento de frecuencia en el sistema. Se verificarán los siguientes parámetros de configuración estáticos y dinámicos:

- Estatismo
- Banda muerta
- Respuesta a un escalón de frecuencia

El ensayo se realizará simulando escalones de frecuencia y rampas lo suficientemente grandes como para activar un cambio en la potencia de salida de al menos 10%, teniendo en cuenta los ajustes de estatismo y de banda muerta. Se inyectarán señales que simulen la desviación de frecuencia para poder realizar este ensayo.

El ensayo se dará por válido cuando los resultados confirmen los valores requeridos de los parámetros del control.

11.2. Ensayo de verificación de la respuesta del control potencia activa

El parque demostrará su capacidad técnica para operar a un nivel de carga que no supere la consigna que envía el operador de red. El ensayo se dará por válido cuando:

- Se mantenga la carga por debajo del valor de consigna
- Se implemente la consigna en los tiempos requeridos por el Operador (para control Potencia-frecuencia se indican tiempos de respuesta de 2 a 5 segundos desde recepción de consigna del Operador)
- El sistema de control de potencia activa cumple con los requisitos de precisión y tolerancia definidos por el Operador del sistema.

11.3. Ensayo de verificación de la respuesta del LFSM-U

El parque demostrará su capacidad técnica para controlar la potencia activa continuamente y contribuir al control de frecuencia en caso de disminución de frecuencia en el sistema.

El ensayo se realizará simulando escalones de frecuencia y rampas lo suficientemente grandes como para activar un cambio en la potencia de salida de al menos 10%, siendo el punto inicial del ensayo de no más del 80% de la capacidad máxima, teniendo en cuenta los ajustes de estatismo y de banda muerta. Se inyectarán señales que simulen la desviación de frecuencia para poder realizar este ensayo, teniendo en cuenta el control de velocidad y de carga cuando aplique.

El ensayo se dará por válido cuando los resultados confirmen los valores requeridos de los parámetros del control. Además, se debe verificar que no aparecen oscilaciones no amortiguadas después del ensayo de respuesta al escalón.

11.4. Ensayo de verificación de la respuesta del FSM

El parque demostrará su capacidad técnica para controlar la potencia activa continuamente dentro del rango completo de operación entre la capacidad máxima y el nivel mínimo de regulación, para poder contribuir al control de frecuencia. Se verificarán los valores de los parámetros estáticos y dinámicos de los controladores tales como:

- Insensibilidad
- Estatismo
- Banda muerta
- Rango de regulación
- Respuesta a un escalón de frecuencia

El ensayo se realizará simulando escalones de frecuencia y rampas lo suficientemente grandes como para activar un cambio en la potencia de salida que cubra todo el rango de regulación, teniendo en cuenta los ajustes de estatismo y de banda muerta. Se inyectarán señales que simulen la desviación de frecuencia para poder realizar este ensayo.

En caso de máxima frecuencia, el control está limitado al Nivel Mínimo de Regulación. En caso de mínima frecuencia, el control está limitado a la Máxima Capacidad del parque. La potencia que suministra el parque en cada momento viene dada por las condiciones ambientales y de operación del parque cuando este modo de control se activa.

El parque deberá ser capaz de suministrar control de potencia frecuencia en todo el rango de potencia durante un período de tiempo que será especificado por el TSO para cada área síncrona entre 15 minutos y 30 minutos, considerando el despacho de potencia activa y la fuente de energía primaria de cada planta de generación.

El ensayo se dará por válido cuando:

- No aparezcan oscilaciones no amortiguadas después del ensayo de respuesta al escalón.
- El tiempo de activación del controlador y valores de retraso inicial cumplen con los requisitos. Los valores los define el TSO teniendo en cuenta las limitaciones

tecnológicas que pueda tener cada parque. El retraso inicial deberá ser tan corto como sea posible y justificado razonablemente y técnicamente por el propietario de la instalación al Operador del sistema.

- Los valores obtenidos de estatismo, banda muerta e insensibilidad se encuentran dentro del rango definido por el TSO.

11.5. Ensayo de verificación de la respuesta del control de restablecimiento de la frecuencia

El parque deberá demostrar la capacidad técnica para participar en el control del restablecimiento de la frecuencia. Se comprobará la cooperación entre el modo FSM y el modo restablecimiento de frecuencia.

El ensayo se aprueba si los resultados de los parámetros dinámicos y estáticos están en consonancia con los requisitos del Operador del sistema.

11.6. Ensayo de verificación de la respuesta del control de tensión

Se deberán verificar los siguientes parámetros durante el ensayo:

- Pendiente y banda muerta de la característica estática
- Precisión del sistema de control
- Insensibilidad de la regulación
- Tiempo de activación del control de tensión

El ensayo se dará por válido cuando se verifique y cumpla:

- Los valores implementados de pendiente y banda muerta
- El rango de la regulación, el estatismo ajustable y la banda muerta corresponden con los valores acordados
- La insensibilidad del control es inferior al 1%
- Tras un escalón de tensión, se alcanza el 90% de potencia reactiva con los tiempos y tolerancias acordadas.

11.7. Ensayo de verificación de la respuesta del control de potencia reactiva

El ensayo del sistema de control de potencia reactiva se deberá complementar con el ensayo de verificación de la capacidad de potencia reactiva que se describe a continuación. Durante el ensayo se deberán verificar los siguientes parámetros:

- Rango de la consigna de potencia reactiva y escalones
- Precisión del sistema de control
- Tiempo de activación del control de potencia reactiva

El ensayo se dará por válido cuando se verifique y cumpla:

- El rango de la consigna para la regulación de potencia reactiva y el escalón corresponden con los valores acordados (el menor de 5MVAR o 5%).
- La precisión de la regulación cumple con los valores requeridos (el menor de ± 5 MVAR o $\pm 5\%$).

11.8. Ensayo de verificación de la capacidad de potencia reactiva del parque

Respecto al ensayo de capacidad de potencia reactiva el parque deberá demostrar su capacidad de suministrar potencia reactiva en adelanto y atraso de acuerdo a los requisitos especificados a continuación.

El ensayo se llevará a cabo a potencia reactiva máxima inductiva y capacitiva y se verificarán los siguientes parámetros:

- Operación de la planta a más del 60% de capacidad máxima durante 30 minutos.
- Operación de la planta en el rango del 30-50% de capacidad máxima durante 30 minutos.
- Operación de la planta en el rango de 10-20% de capacidad máxima durante 60 minutos.

El ensayo se dará por válido cuando se verifique y cumpla:

- La instalación ha operado normalmente y no menos que durante el tiempo requerido a reactiva máxima tanto inductiva como capacitiva.
- La planta ha demostrado su capacidad de cambiar y controlar el valor de la potencia reactiva a cualquier punto de referencia dentro del rango acordado o decidido de capacidad de potencia reactiva.
- No ha actuado ningún sistema de protección en los puntos límites de funcionamiento definidos por el diagrama de capacidad de potencia reactiva.

11.9. Ensayo de verificación de la respuesta del control de factor de potencia

El ensayo se llevará a cabo y se verificarán los siguientes parámetros:

- El rango de la consigna de factor de potencia.
- La precisión del sistema de control.
- La respuesta de la potencia reactiva tras un cambio en la potencia activa.

El ensayo se dará por válido cuando se verifique y cumpla:

- El rango de factor de potencia y el mínimo paso están garantizados y cumplen los valores acordados.
- El tiempo de respuesta o activación del cambio de potencia reactiva como consecuencia de un escalón de potencia activa no excede los requisitos acordados con el Operador.
- La precisión de la regulación cumple con el valor requerido sobre la consigna o referencia.

12. SIMULACIONES PARA PARQUES EÓLICOS EN ALTA MAR

En el Artículo 51 del capítulo 7 (“Compliance simulations for offshore power park modules”), Título 4 (“Compliance”) se describen las simulaciones que se deben llevar a cabo en los parques eólicos situados en alta mar. La tabla siguiente resume las simulaciones sea cual sea su potencia y su tensión nominal en el punto de conexión.

Artículo	Originalmente definido para	Requisito	Descripción del ensayo en campo
51 48 (3)	Parques Eólicos Terrestres Tipo B	Capacidad de soportar huecos de tensión (FRT)	El modelo de simulación de parque debe demostrar la capacidad del parque de simular FRT y demostrar cumplimiento con los requisitos.
51 49 (4)	Parques Eólicos Terrestres Tipo C	Capacidad de operar en isla	El modelo de simulación de parque debe demostrar la capacidad del parque real de operar en isla. Se debe demostrar que se modifica la potencia activa dentro de su curva de capacidad PQ sin desconectarse debido a sobre o subfrecuencia
51 49 (5)	Parques Eólicos Terrestres Tipo C	Capacidad de emular comportamiento inercial	El modelo de simulación de parque debe demostrar la capacidad del parque real de emular comportamiento inercial ante evento de baja frecuencia. Se debe demostrar capacidad de emular comportamiento inercial.
51 49 (7)	Parques Eólicos Terrestres Tipo C	Control para el amortiguamiento de oscilaciones de potencia	El modelo de simulación de parque debe demostrar la capacidad del parque real de amortiguar las oscilaciones de potencia

Tabla 14: Resumen de simulaciones para verificación de requisitos

CAPÍTULO 4

- DESCRIPCIÓN DEL MODELO DE PARQUE EÓLICO EN ALTA MAR Y SIMULACIONES -

CAPÍTULO 4. DESCRIPCIÓN DEL MODELO DE PARQUE EÓLICO EN ALTA MAR Y SIMULACIONES

Se describe en este capítulo el alcance de las simulaciones que vamos a realizar y el modelo de parque eólico en alta mar implementado en la herramienta de simulación de sistemas eléctricos DigSILENT PowerFactory para analizar el cumplimiento de requisitos del código de red ENTSO-e.

13. DESCRIPCIÓN DEL ALCANCE DE LAS SIMULACIONES

Los requisitos del código de red de ENTSO-e para parques eólicos en alta mar se han analizado en el capítulo anterior. Podemos añadir que el código de red de ENTSO-e se divide en dos grandes grupos de requisitos:

- **Requisitos de régimen permanente:**
 - Rangos de operación nominal de tensión y frecuencia
 - Curva de capacidad de potencia activa – reactiva
 - Estabilidad de tensión
- **Requisitos de régimen transitorio:**
 - Estabilidad de control de potencia/frecuencia (FSM, LFSM-O, LFSM-U, UF)
 - Estabilidad de control de potencia reactiva/tensión/factor de potencia
 - Capacidad para soportar huecos de tensión
 - Control de oscilaciones de potencia
 - Operación en isla
 - Emulación de inercia
 - Prioridad potencia activa/reactiva

Se han detallado en el capítulo previo las simulaciones que se solicitan a los parques eólicos en alta mar para verificar el cumplimiento de algunos de los requisitos del código de red de ENTSO-e. Los requisitos que se solicita verificar mediante simulación son:

- Capacidad de soportar huecos de tensión (FRT)
- Capacidad de operar en isla
- Capacidad de emular comportamiento inercial
- Control para el amortiguamiento de oscilaciones de potencia

Se observa que los cuatro requisitos que se solicitan son requisitos del grupo “**Régimen Transitorio**”. La verificación debe realizarse mediante simulación en el dominio del tiempo. Este tipo de simulación requiere un modelo dinámico del parque eólico apto para simular transitorios electromecánicos. En este contexto, el modelo del parque eólico en alta mar deberá estar compuesto por:

- Modelo dinámico de cada aerogenerador que compone el parque eólico o modelo de aerogenerador apto para representar el parque de forma agregada, combinando todos los aerogeneradores en uno solo equivalente.
- Modelo dinámico del sistema de conexión a tierra:
 - Si conexión mediante HVAC: modelo de cable y modelo de los sistemas de compensación de reactiva necesarios.
 - Si conexión mediante HVDC: el modelo deberá incluir la capacidad para soportar huecos de tensión, emular comportamiento inercial, amortiguamiento de oscilaciones de potencia y capacidad para operar en isla.

El alcance del presente proyecto fin de carrera es evaluar mediante simulación el cumplimiento de los requisitos que el operador de red solicita al parque eólico en alta mar en el punto de conexión al sistema eléctrico. El alcance inicial planteado consistía en la realización de simulaciones solamente en **régimen permanente** mediante resolución de flujos de carga teniendo en cuenta varios puntos de operación del parque eólico en alta mar. Después de haber analizado el código de red de ENTSO-e nos encontramos con el inconveniente de que sólo se requieren simulaciones en **régimen transitorio** a los parques eólicos en alta mar, mientras que a los parques eólicos en tierra y parques de menor potencia conectados a redes de menor tensión, se les solicitan simulaciones tanto en régimen permanente como transitorio.

Para poder continuar con el proyecto se decide realizar una revisión de las simulaciones en régimen permanente requeridas para parques eólicos en tierra y aplicar estas simulaciones para verificar un parque eólico ejemplo en alta mar. Se comprueba que lo único que se solicita de régimen permanente a los parques tipo C es la verificación de la capacidad de potencia activa/reactiva del parque eólico, tanto en adelante como en atraso, con las condiciones siguientes:

- El modelo de simulación debe validarse frente a los ensayos de campo.
- El modelo debe demostrar que la curva de capacidad se encuentra dentro de los rangos solicitados por el operador de red.

A continuación, se describe el modelo de parque eólico que se va a utilizar para verificar la curva de capacidad del parque eólico según los requisitos de ENTSO-e.

14. METODOLOGÍA EMPLEADA

Para el análisis de la curva de capacidad se emplean flujos de cargas. Para calcular los flujos de cargas se ha utilizado el programa DIgSILENT PowerFactory, herramienta de análisis y simulación de sistemas de generación, transmisión y distribución eléctrica. En general, los estudios de flujo de cargas se emplean para:

- Verificar los niveles de tensión en barras.
- Verificar el nivel de carga de los diferentes elementos de la instalación (transformadores, líneas, etc.)

- Estudiar el mejor punto de operación del sistema
- Detectar los puntos débiles en el diseño del parque
- Buscar soluciones frente a problemas de operación en el parque.

Para el estudio del parque eólico se realiza un flujo de cargas para cada nivel de potencia activa y reactiva, barriendo todos los puntos posibles de operación del parque eólico en alta mar. Para ello, se ha utilizado un programa de automatización de tareas en lenguaje DPL (DIgSILENT Programming Language) que, ejecutado en el programa DIgSILENT PowerFactory permite realizar de forma automática tantos flujos de carga como pares de puntos PQ de operación queremos barrer. Se visualizan los resultados gráficamente para estudiar la curva de capacidad resultante frente a los requisitos de un operador de red en Europa Continental.

Se monitoriza lo siguiente para el parque eólico:

- Nivel máximo de tensión alcanzado en el parque eólico
- Nivel mínimo de tensión alcanzado en cualquiera de los terminales del parque
- Nivel de carga de los elementos del parque (líneas, transformadores)

15. DESCRIPCIÓN DEL MODELO DE PARQUE EÓLICO EN ALTA MAR

El parque eólico modelado presenta las características generales siguientes:

Tipo de aerogenerador	Síncrono con convertidor de potencia total
Potencia Nominal (MW)	120MW
Número de aerogeneradores	20
Tensión PCC (kV)	220 kV
Tensión DC (kV)	300 kV
Tipo de conexión a tierra	HVDC-VSC
Potencia nominal convertidores (MVA)	125MVA
Potencia de cortocircuito PCC (MVA)	2000 MVA
Potencia nominal de aerogenerador (MW)	6 MW

Tabla 15: Datos generales del parque eólico en alta mar

El esquema unifilar con los niveles de tensión definidos con diferentes colores se presenta en la Figura 19.

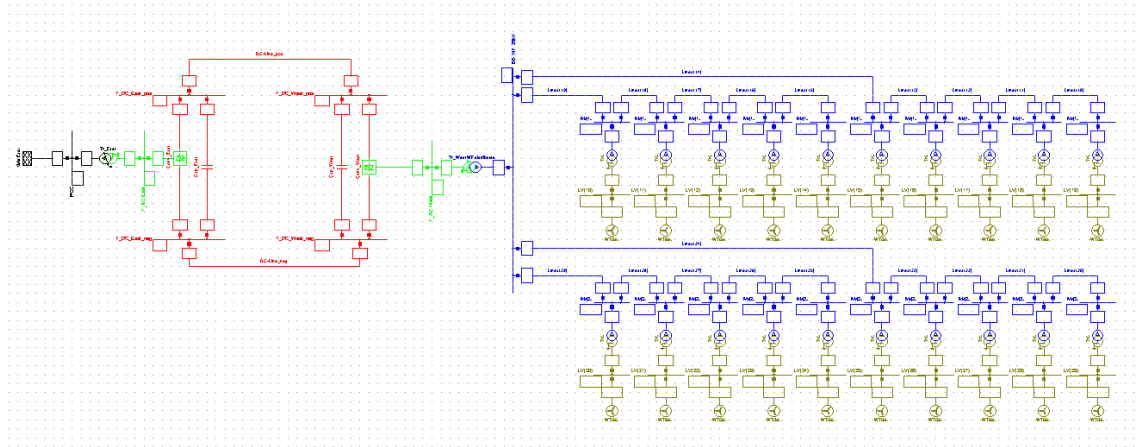


Figura 19: Parque eólico bajo estudio y conexión a tierra mediante sistema HVDC

Se describen a continuación los modelos empleados para todos los elementos internos del parque eólico.

15.1. Aerogeneradores

Se han utilizado aerogeneradores de velocidad variable con generador síncrono del tipo convertidor de potencia total por ser los que mejor permiten controlar la potencia activa y la reactiva. Cada aerogenerador cuenta con una potencia nominal de 6MW y un factor de potencia de 0.9.

Los aerogeneradores se modelan para el flujo de cargas como nodos PV siguiendo una consigna o valor de referencia de tensión de 1pu.

Figura 20: Datos básicos de generador. DlgSILENT PowerFactory.

La curva de capacidad de potencia activa/reactiva implementada de cada aerogenerador depende de la tensión en terminales, como se puede ver en la Figura 21. Cuando aumenta la tensión en terminales, el aerogenerador ve como su capacidad de generar potencia reactiva disminuye.

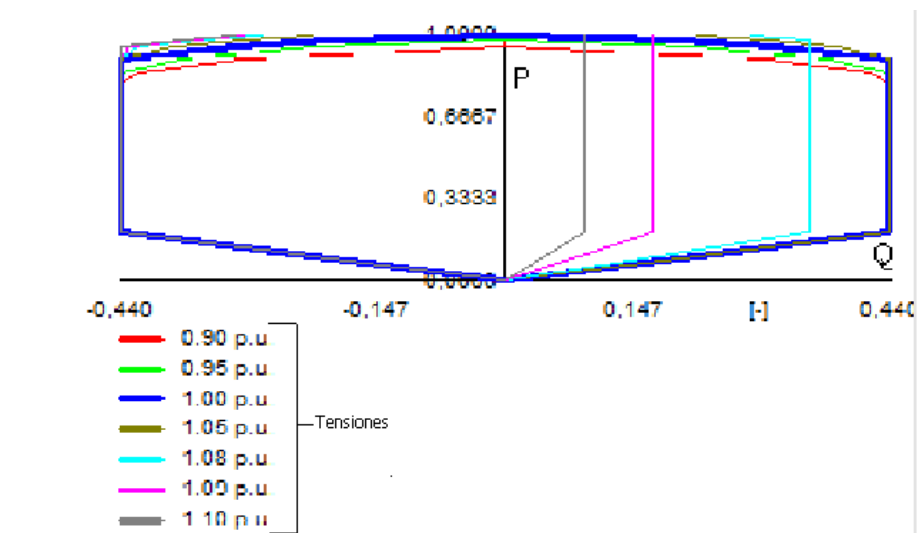
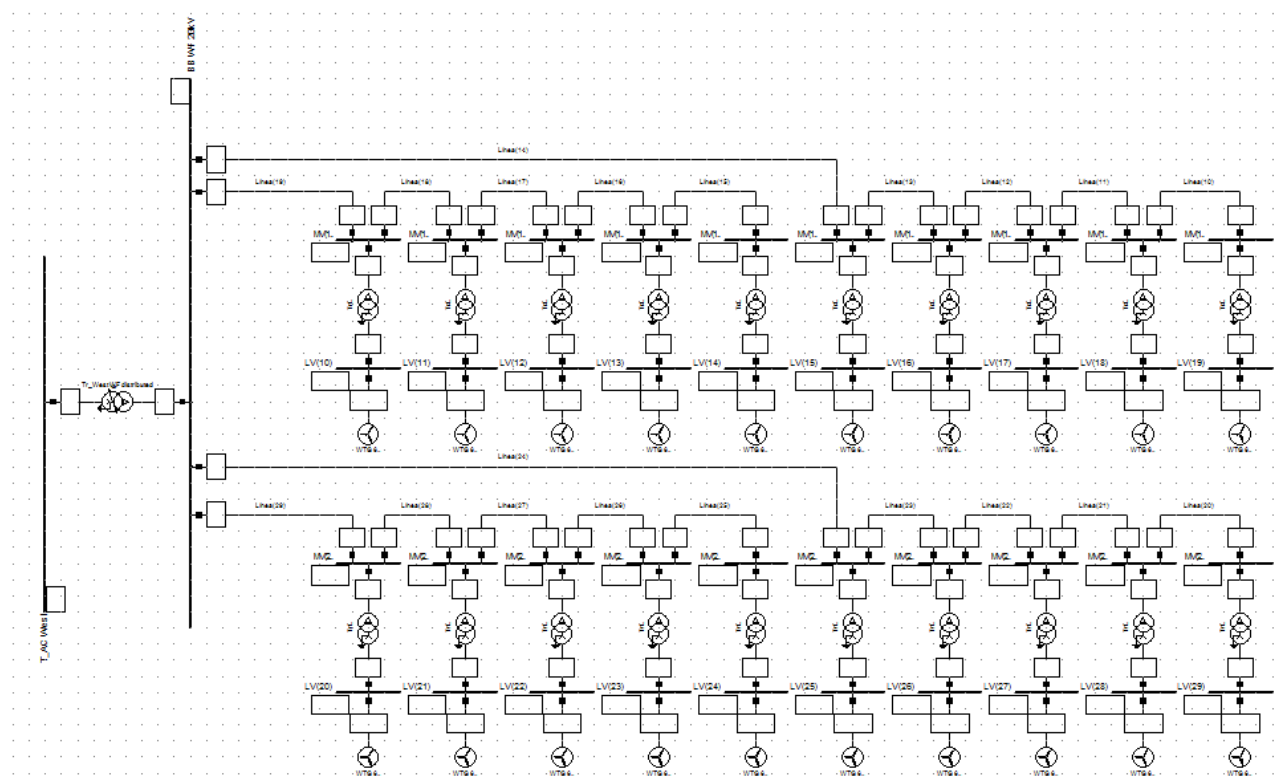


Figura 21: Curva de capacidad de potencia para diferentes tensiones. DigSILENT PowerFactory.

El parque se compone de 20 aerogeneradores de 6MW de potencia cada uno, distribuidos en cuatro ramales de cinco aerogeneradores cada ramal.



15.2. Transformador de aerogenerador

Cada generador tiene una tensión nominal de 400V, por lo que, para disminuir las pérdidas en las líneas, se eleva la tensión en cada aerogenerador colocando un transformador en su base. Este transformador se encarga de subir la tensión de línea de 400V a 20KV.

Se ha elegido un transformador con acoplamiento triángulo - estrella DYN5 de la librería del programa. El transformador no posee tomas.

The screenshot shows a software window titled 'Tipo de Transformador de dos Devanados - ...dConverterWTG_0.4kV_6.0MW\Library\Trf 0.69kV - 20kV.TypTr2'. It contains several tabs: 'Corto Circuito ANSI', 'IEC 61363', 'Simulación RMS', 'Simulación EMT', 'Armónicos', 'Optimización', 'Estimador de Estado', 'Confiabilidad', 'Confiabilidad de Generación', 'Opt. de Puntos Abiertos', and 'Descripción'. The 'Datos Básicos' tab is selected. The parameters are as follows:

Parameter	Value	Unit
Nombre	Trf 0.69kV - 20kV	
Technología	Transformador Trifásico	
Potencia Nominal	6.7	MVA
Frecuencia Nominal	50	Hz
Tensión nominal		
Lado de Alta (HV)	20	kV
Lado de Baja (LV)	0.4	kV
Grupo Vectorial		
Lado Alta (HV)	D	
Lado Baja (LV)	YN	
Impedancia de Secuencia Positiva		
Voltaje de c.c. uk	6	%
Tensión c.c.(Re(uk)) ukr	0.09998611	%
Impedancia Sec 0, Tensión de Corto Circuito		
uk0 Absoluto	3	%
Parte Resistiva ukr0	0	%

Additional parameters shown on the right side of the dialog:

- Ángulo de Desfas: 5 *30deg
- Nombre: Dyn5

Figura 23: Transformador situado en la base de cada aerogenerador. DigSILENT PowerFactory.

15.3. Red de media tensión del parque

Una vez elevada la tensión, los cables submarinos internos del parque son los encargados de evacuar la energía hasta el punto de conexión en alta mar, donde la tensión será elevada de nuevo.

Se han utilizado cables submarinos con aislamiento XLPE. Para el cálculo de sección, hay que tener en cuenta la distancia de cada cable, el número de líneas en paralelo y la intensidad.

Hay que tener en cuenta que no se lleva la potencia generada desde cada aerogenerador hasta el punto de conexión en alta mar, si no que las líneas eléctricas van de aerogenerador en aerogenerador recogiendo la energía. De esta manera se ahorran costes ya que se reduce el número de cables a instalar. Pero por otro lado, en el diseño hay que tener en cuenta el aumento de intensidad requerida en cada tramo.

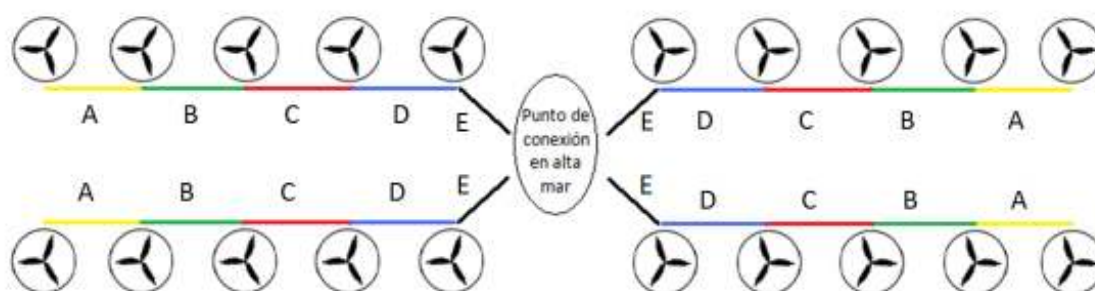


Figura 24: Esquema de las diferentes líneas de cables submarinos en el interior del parque (Ver Tabla 16).

Hay que tener en cuenta las distancias de cada tramo de línea, que será la suma de la distancia desde el aerogenerador de salida hasta el fondo marino, la distancia en planta entre aerogeneradores contiguos, y la distancia desde el fondo marino hasta el aerogenerador de llegada. Así, se establece una distancia entre aerogeneradores de una misma hilera o ramal de 750 metros y profundidad del lecho marino de 40 metros, obteniéndose líneas entre aerogeneradores de 830 metros. La distancia estimada de la línea eléctrica desde el último generador hasta el punto de conexión en alta mar es de 1 kilómetro.

Las características eléctricas de los cables empleados han sido obtenidas de las tablas del fabricante Nexans. El modelo de cable elegido ha sido el 2XS2YRAA 12/20(24)KV cuyos datos se incluyen en Anexo I [23]. Se ha realizado el dimensionamiento de los cables buscando la solución óptima en cuanto a sección mínima y mínimo número de cables por línea, de tal forma que la carga de cada cable se aproxime al 90% de la capacidad máxima del mismo cuando el parque está a potencia nominal (Ver Tabla 16).

Tipo de línea	Longitud (metros)	Sección del cable	Nº de cables en paralelo
A	830	50	1
B	830	150	1
C	830	95	2
D	830	150	2
E	1000	240	2

Tabla 16: Descripción de las diferentes líneas eléctricas internas del parque eólico. Cable empleado 2XS2YRAA 12/20(24) KV (Anexo I).

15.4. Punto de conexión en alta mar

Una vez concentrada toda la energía producida en el punto de conexión en alta mar, es necesario elevar la tensión para reducir pérdidas y secciones de cable en la línea eléctrica de transporte a tierra.

Para ello se coloca un transformador estrella-delta YNd0 encargado elevar la tensión de 20KV a 110KV.

Tipo de Transformador de dos Devanados - Library\T_WF.TypTr2

Corto Circuito ANSI | IEC 61363 | Simulación RMS | Simulación EMT | Armónicos | Optimización
Estimador de Estado | Confiabilidad | Confiabilidad de Generación | Opt. de Puntos Abiertos | Descripción

Datos Básicos | Flujo de Carga | Corto Circuito VDE/IEC | Corto Circuito Completo

Nombre: T_WF

Technología: Transformador Trifásico

Potencia Nominal: 125 MVA

Frecuencia Nominal: 50 Hz

Tensión nominal

Lado de Alta (HV): 110 kV

Lado de Baja (LV): 20 kV

Grupo Vectorial

Lado Alta (HV): YN

Lado Baja (LV): D

Impedancia de Secuencia Positiva

Voltaje de c.c. uk: 11 %

Tensión c.c.(Re(uk)) ukr: 0.1 %

Ángulo de Desfas: 0 *30deg

Nombre: YNd0

Impedancia Sec 0, Tensión de Corto Circuito

uk0 Absoluto: 11 %

Parte Resistiva ukr0: 0 %

Figura 25: Transformador elevador YNd0 del punto de conexión en alta mar. DigSILENT PowerFactory

El transformador posee tomas con regulación sin carga (NLTC).

15.5. Sistema HVDC

Para transportar la energía producida en alta mar hasta la red de tierra se emplea un sistema de corriente continua de alta tensión (HVDC: High-Voltage Direct Current). La configuración elegida es la configuración bipolar, que se basa en la transmisión mediante dos conductores con polaridades positiva y negativa respectivamente. El sistema se representa en la Figura 26.

Los elementos que componen el sistema de transmisión en corriente continua son:

- Convertidor rectificador
- Cable DC de la línea de transmisión
- Convertidor inversor
- Filtros

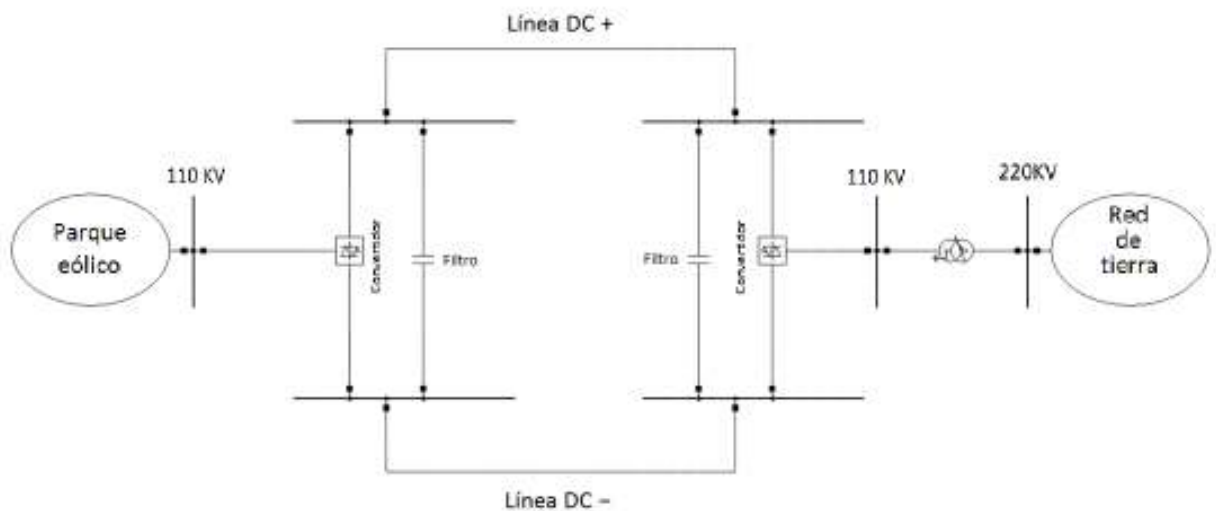


Figura 26: Esquema de configuración HVDC.

15.5.1. Convertidor rectificador

Una vez que la tensión se ha elevado a 110KV en el punto de conexión en alta mar, un convertidor se encarga de convertir la corriente alterna en continua.

La tensión pasa de 110KV AC a ± 150 KV DC (300KV entre fases DC) mediante modulación por ancho de pulsos (*PWM: pulse-width modulation*).

Convertidor PWM/2 Conexiones DC - Grid\Conv_West.ElmVsc

Simulación RMS	Simulación EMT	Armónicos	Optimización	Estimador de Estado
Confiabilidad	Confiabilidad de Generación	Opt. de Puntos Abiertos	Descripción	
Datos Básicos	Flujo de Carga	Corto Circuito VDE/IEC	Corto Circuito Completo	Corto Circuito ANSI IEC 61363

Nombre: Conv_West

Terminal AC: Grid\T_AC West\Cub_2 T_AC West

Terminal DC+: Grid\T_DC_West_pos\Cub_4 T_DC_West_pos

Terminal DC-: Grid\T_DC_West_neg\Cub_1 T_DC_West_neg

Zona: Terminal AC

Area: Terminal AC

☐ Fuera de Servicio

Número de parallel Converters: 1

Valores Nominales

Tensión nominal (AC): 110. kV

Tensión nominal (DC): 300. kV

Potencia Nominal: 125. MVA

Modulación

☒ PWM Sinusoidal

☐ PWM Rectangular

☐ Sin Modulación

Reactancia serie

Impedancia de Cortocircuito: 15. %

Pérdidas en el cobre: 0. kW

Pérdidas de vacío: 4000. kW

OK

Cancelar

Figurar >>

Ira ...

Figura 27: Datos básicos del convertidor rectificador (AC/DC). DigSILENT PowerFactory.

La curva de capacidad P-Q implementada proviene de los datos del Sistema HVDC Light desarrollado por ABB (ver Anexo III).

El convertidor rectificador actúa como nodo de referencia o slack en el lado en alta mar del parque eólico.

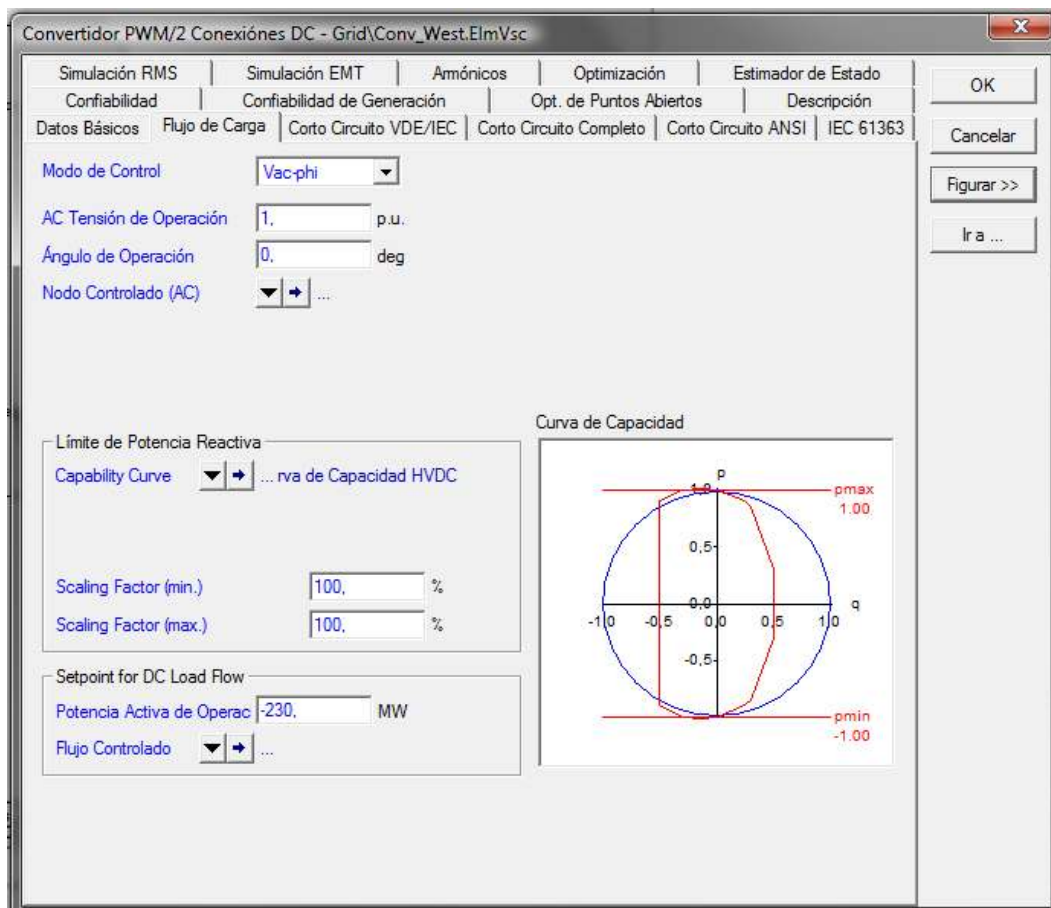


Figura 28: Curva de capacidad del convertidor rectificador. DigSILENT PowerFactory.

15.5.2. Cable de línea de transmisión

Para evacuar la energía generada hasta la costa, se utiliza un cable submarino bipolar de tensión nominal $\pm 150\text{KV}$, conductor de cobre de 120mm^2 y aislamiento XLPE. Este cable ha sido diseñado específicamente para climas templados por ABB (ver Anexo II).

Partiendo del dato de la distancia media de los parques eólicos en alta mar a la costa (29Km) [8], se ha tomado el valor de 30Km para la longitud del cable escogido.

Línea - Grid\DC-Line_pos.ElmLine

Simulación RMS | Simulación EMT | Armónicos | Optimización | Estimador de Estado

Confiabilidad | Confiabilidad de Generación | Opt. de Puntos Abiertos | Descripción

Datos Básicos | Flujo de Carga | Corto Circuito VDE/IEC | Corto Circuito Completo | Corto Circuito ANSI | IEC 61363

Nombre: DC-Line_pos

Tipo: Library\DC150KV ABB

Terminal i: Grid\T_DC_West_pos\Cub_2 T_DC_West_pos

Terminal j: Grid\T_DC_East_pos\Cub_2 T_DC_East_pos

Zona: Terminal i

Area: Terminal i

☐ Fuera de Servicio

Número de Líneas en paralelo: 1

Parámetros:

Thermal Rating: ...

Longitud de la Línea: 30 km

Factor de Reducción: 1

Medio: Tierra

Tipo de Línea: Cable

Modelo de la Línea:

☒ Parámetros Concentrados (PI)

☐ Parámetros Distribuidos

Sections/Line Loads

Valores resultantes:

Corriente Nominal	0,392 kA
Impedancia Sec. Pos, Z1	11,58 Ohm
Impedancia Sec. Pos, Áng.	0, deg
Resistencia Sec. Pos, R1	11,58 Ohm
Reactancia Sec. Pos, X1	0, Ohm
Resistencia Sec. Cero, R0	0, Ohm
Reactancia Sec. Cero, X0	0, Ohm
Corriente de tierra, Ice	0, A
Factor tierra k0, Magnitud	0,3333333
Factor tierra k0, Áng.	180, deg

OK Cancelar Figurar >> Ir a ...

Figura 29: Datos básicos del cable de la línea HVDC. DlgSILENT PowerFactory.

15.5.3. Convertidor inversor

Una vez en tierra la tensión $\pm 150\text{KV DC}$, es transformada de nuevo a 110KV AC , mediante en convertidor inversor. El convertidor elegido es el mismo que el elegido como rectificador.

El convertidor se comporta en el flujo de cargas como nodo QV ya que es referencia de tensión en el lado DC y fija la potencia reactiva en el lado AC.

PWM Converter/2 DC-Connections - Grid\Conv_East.ElmVsc

Basic Data

Name: Conv_East

Terminal AC: Grid\T_AC_East\Cub_3 T_AC_East

Terminal DC+: Grid\T_DC_East_pos\Cub_4 T_DC_East_pos

Terminal DC-: Grid\T_DC_East_neg\Cub_4 T_DC_East_neg

Zone: Terminal AC

Area: Terminal AC

☐ Out of Service

Number of parallel Converters: 1

Ratings

Rated AC Voltage: 110. kV

Rated DC Voltage (DC): 300. kV

Rated Power: 125. MVA

Modulation

☒ Sinusoidal PWM

☐ Rectangular PWM

☐ No Modulation

Series Reactor

Short Circuit Impedance: 15. %

Copper Losses: 0. kW

No-Load Losses: 4000. kW

Model: Grid\Controller East

OK Cancel Figure >> Jump to ...

Figura 30: Datos básicos del convertidor inversor. DigSILENT PowerFactory.

Convertidor PWM/2 Conexiones DC - Grid\Conv_East.ElmVsc

Simulación RMS | Simulación EMT | Armónicos | Optimización | Estimador de Estado

Confiabilidad | Confiabilidad de Generación | Opt. de Puntos Abiertos | Descripción

Datos Básicos | Flujo de Carga | Corto Circuito VDE/IEC | Corto Circuito Completo | Corto Circuito ANSI | IEC 61363

Modo de Control: Vdc-Q

DC Tensión de Operación: 1. p.u.

Potencia Reactiva de Operación: 0. Mvar

Flujo Controlado: ...

Límite de Potencia Reactiva

Capability Curve: ... rva de Capacidad HVDC

Scaling Factor (min.): 100. %

Scaling Factor (max.): 100. %

Setpoint for DC Load Flow

Potencia Activa de Operación: -200. MW

Flujo Controlado: ...

Curva de Capacidad

OK Cancelar Figurar >> Ir a ...

Figura 31: Datos para el flujo de cargas del convertidor inversor. DigSILENT PowerFactory.

15.5.4. Filtros

Es necesario colocar un condensador en paralelo con cada uno de los dos convertidores. Con este elemento se consigue aplanar la onda de tensión en corriente continua. El valor de las capacidades en los dos extremos es de 100uF.

Capacitor en Serie - Grid\Cap_West.ElmScap

Corto Circuito ANSI | IEC 61363 | Simulación RMS | Simulación EMT | Armónicos

Optimización | Estimador de Estado | Confiabilidad

Confiabilidad de Generación | Opt. de Puntos Abiertos | Descripción

Datos Básicos | Flujo de Carga | Corto Circuito VDE/IEC | Corto Circuito Completo

Nombre: Cap_West

Terminal i: Grid\T_DC_West_pos\Cub_5 T_DC_West_pos

Terminal j: Grid\T_DC_West_neg\Cub_3 T_DC_West_neg

Zona: Terminal i ...

Area: Terminal i ...

☐ Fuera de Servicio

Valores Nominales

Tensión nomina: 300, kV (Tensiones entre Fases)

Corriente Nomin: 1, kA

Thermal Rating: ...

Tipo de Sistema: DC

Fases: 1

OK

Cancelar

Figurar >>

Ira ...

Figura 32: Datos básicos de los condensadores. DlgSILENT PowerFactory.

15.6. Transformador de subestación en tierra

La tensión del inversor es de 110KV en el lado AC. Para conectar el inversor a red de 220KV es necesario colocar un transformador elevador. Se elige un transformador triángulo-estrella Dyn0.

Tipo de Transformador de dos Devanados - Library\T_Conv.TypeTr2

Corto Circuito ANSI	IEC 61363	Simulación RMS	Simulación EMT	Amónicos	Optimización
Estimador de Estado	Confiabilidad	Confiabilidad de Generación	Opt. de Puntos Abiertos	Descripción	
Datos Básicos		Flujo de Carga	Corto Circuito VDE/IEC	Corto Circuito Completo	

Nombre: T_Conv

Technología: Transformador Trifásico

Potencia Nominal: 125 MVA

Frecuencia Nominal: 50 Hz

Tensión nominal:

Lado de Alta (HV)	220 kV
Lado de Baja (LV)	110 kV

Grupo Vectorial:

Lado Alta (HV)	D
Lado Baja (LV)	YN

Impedancia de Secuencia Positiva:

Voltaje de c.c. uk	11 %
Tensión c.c. (Re(uk)) ukr	0.1 %

Ángulo de Desfas: 0 *30deg

Nombre: Dyn0

Impedancia Sec 0, Tensión de Corto Circuito:

uk0 Absoluto	11 %
Parte Resistiva ukr0	0 %

OK

Cancelar

Figura 33: Datos básicos del transformador elevador del punto de conexión a la red. DigSILENT PowerFactory.

16. RESULTADOS

Se ha realizado la verificación de la curva de capacidad teniendo en cuenta como requisito para Europa Continental un rango de potencia reactiva de 0.75 p.u. de P_{max} . De esta manera, la envolvente interior se establece en +0.4 p.u. y -0.35 p.u. de potencia reactiva demandada por el operador de red, coincidiendo exactamente con los límites punteados de la Figura 34.

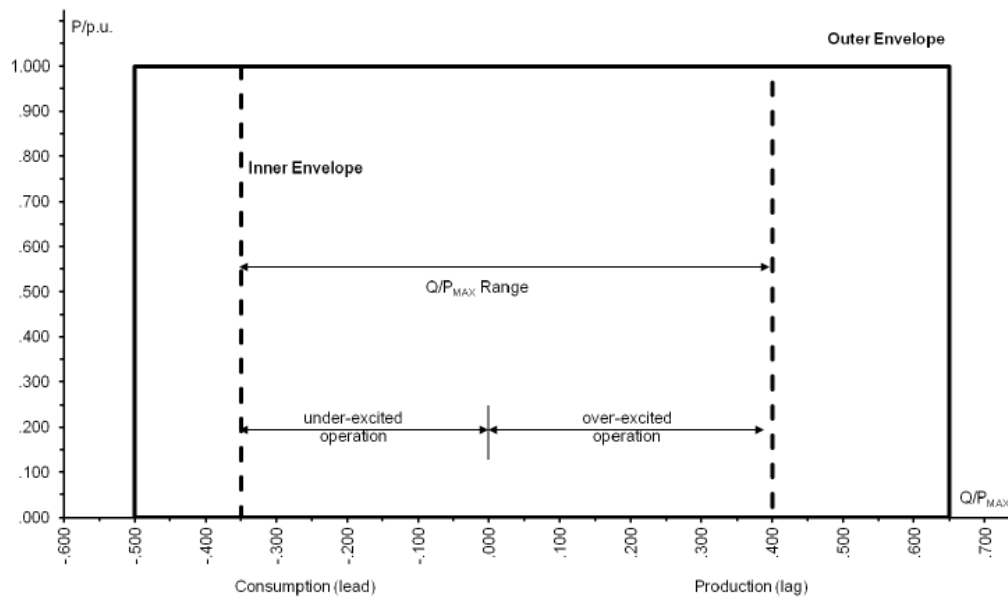


Figura 34: Curva PQ del código de red ENTSO-e.

Respecto a la potencia nominal del parque (120MW), los valores de reactiva demandados por el operador de red podrían establecerse de la siguiente manera:

- Potencia reactiva capacitiva máxima: 48 MVar
- Potencia reactiva inductiva máxima: 42 MVar

Teniendo en cuenta estos límites, se ha ejecutado el programa de cálculo de capacidad de potencia activa/reactiva del parque escrito en DPL (Figura 35) para hacer un barrido de flujos de carga y extraer los valores PQ del punto de conexión a red. El barrido se realiza desde potencia cero hasta potencia activa nominal. La DPL modifica la potencia activa generada por cada aerogenerador en alta mar y la potencia reactiva generada por el convertidor en tierra. La potencia reactiva generada por el convertidor está limitada por la curva de capacidad PQ seleccionada (Anexo III).

DPL Command - Study Cases/Curve PQ_distributed_WT PV/Wind Farm PQ Diagram (EN)/ComDpl *

Name: Wind Farm PQ Diagram (EN)

General Selection: Study Cases/Curve PQ_distributed_WT PV/General Set

Input parameters:

	Type	Name	Value	Unit	Description
1	int	steps	500		Amount of calculation points from Q to P (var)
2	double	p_start	0	p.u.	Start value for active power (mvar)
3	double	v_nom	220	kV	Nominal voltage of wind farm
4	double	P_max	120	MW	Nominal active power of wind farm (sum of inst)
5	double	u_volt_max	1.2	p.u.	Max. allowed voltage at LV terminals for normal
6	double	u_volt_min	0.8	p.u.	Min. allowed voltage at LV terminals for normal
7	double	cos_phi	0.938476691		cos(phi) requirement (extended operation range)
8	double	cos_phi_min	0.943958356		cos(phi) requirement (undispatched operation range)
9	double	refedge	0		Min. Q for edge of reference curve shape
10	int	ShuntOn	0		1 = switch shunt on/off
11	int	TestOutput	0		1 = Test output at 10%, 20%, 80%, 90%, 100%
12	double	epsilon	0.01		Tolerance range for triggering test output

External Objects:

	Name	Object	Description
1	Converter	Conv_East	
2	Windpark	T_AC_West_TL_West_WT	Feeder at PCC (direction into the wind farm)
3	Shunt		Additional compensation device
4	Trfo		Transformer of compensation device (if there is)
5	PCC_buses	PCC_TL_East	

Buttons: Execute, Close, Cancel, Save, Check, Update, Contents

Figura 35: Ventana de configuración del programa DPL para calcular la curva de capacidad de un parque eólico en alta mar

Los resultados se muestran en la figura siguiente.

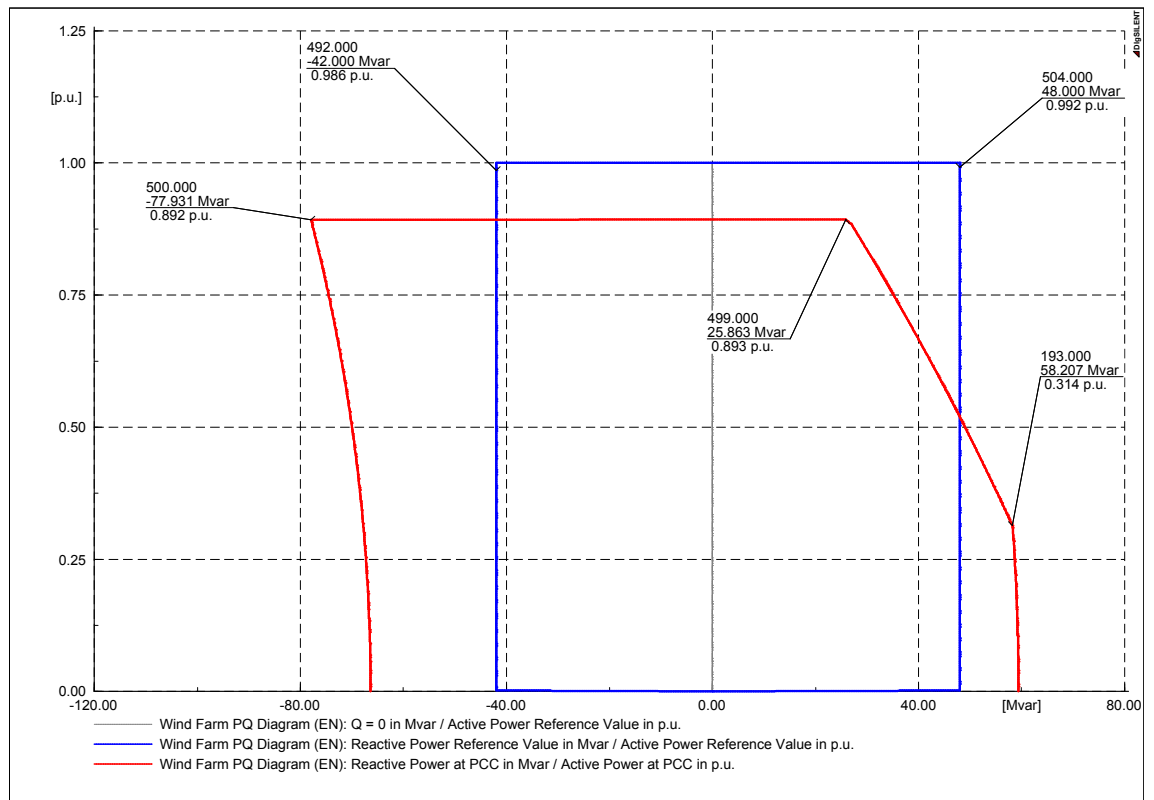


Figura 36: Curva de capacidad del parque eólico en alta mar en el punto de conexión a red de tierra. En azul, los límites del operador. En rojo, los valores máximos del parque.

De la figura se pueden extraer las conclusiones siguientes:

- El parque eólico no cumple con los requisitos del operador de red en condiciones de tensión nominal ya que la curva roja se encuentra dentro de la curva azul en el lado capacitivo:
 - La curva azul representa los límites que hemos supuesto fijados por el operador de red de la zona.
 - La curva roja representa la potencia activa y reactiva máxima que el parque puede suministrar en condiciones de tensión nominal.
- El parque eólico cumple con los requisitos del operador en la región inductiva de la curva.
- El parque eólico puede generar una potencia activa máxima de 89.2%, lo que significa que a plena carga hay 10.8% de potencia de pérdidas en el parque repartida entre los convertidores, los cables AC y DC, los transformadores, etc. En los dos convertidores las pérdidas ascienden a 6.6% de la potencia activa nominal.
- El parque opera dentro de los límites aceptables de operación en todos los puntos de potencia activa y reactiva calculados gracias a la configuración de aerogeneradores en modo PV que consiguen mantener tensiones cercanas a 1.00 p.u. en el lado de la red de media tensión en alta mar, sin necesidad de emplear regulador de tomas en el transformador de alta mar:

Results of PQ-Analysis:

Max. Voltage:	1.00 pu
Min. Voltage:	0.99 pu
Max. Cable loading:	95.19 %
Max. Transformer loading:	96.06 %

Figura 37: Valores de tensión en el lado de la red de media tensión en alta mar.

Para poder cumplir con los requisitos del operador de red en la región capacitiva hay varias opciones, ambas costosas:

- Conectar una batería de condensadores o STATCOM para aumentar la capacidad de generación de reactiva.
- Solicitar al fabricante de la estación convertidora que amplíe la curva de capacidad del equipo.

Para comprobar que con cualquiera de las opciones es posible que el parque cumpla con el requisito del operador según el código de redes de ENTSO-e, se ha repetido la simulación conectando una batería de condensadores en la subestación de tierra de potencia nominal 25 MVar. Los resultados de la región capacitiva se muestran en la figura siguiente. De la figura se deduce que el parque eólico en alta mar con sistema de compensación de potencia

reactiva en tierra, cumple con los requisitos impuestos por el operador de red en el punto de conexión.

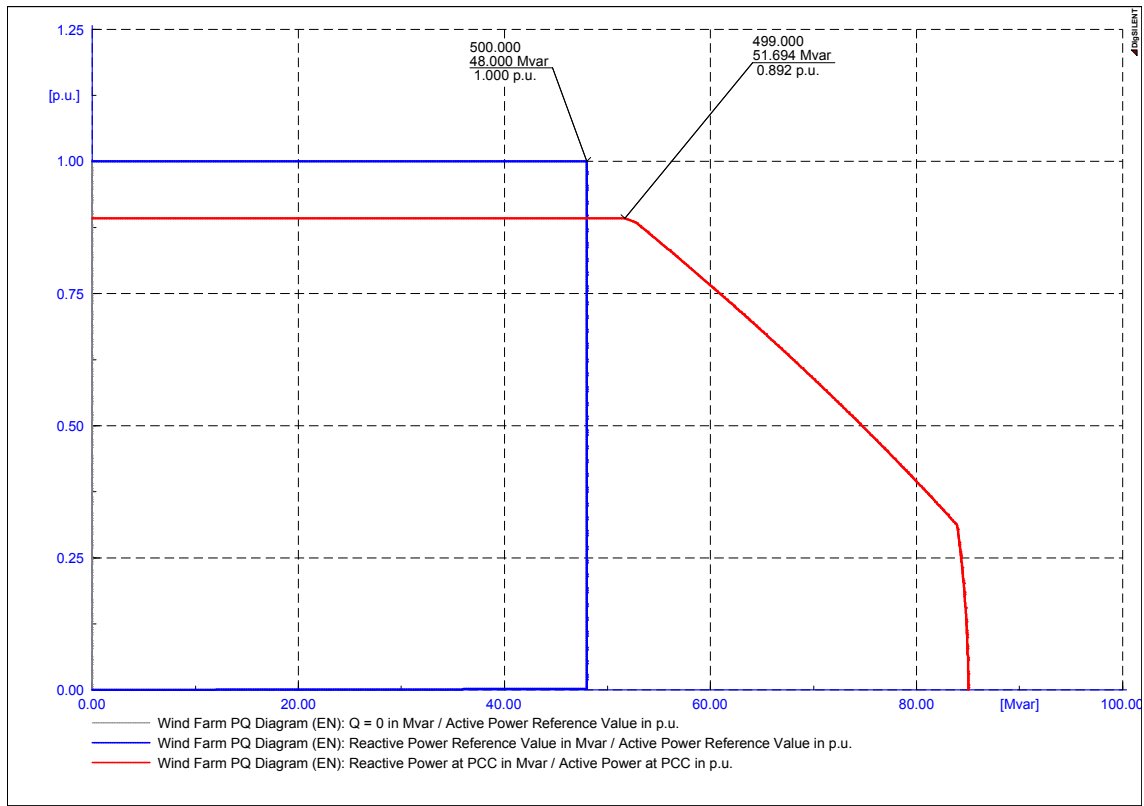


Figura 38: Curva de capacidad del parque eólico en alta mar en el punto de conexión a red de tierra con compensación adicional de potencia reactiva. En azul, los límites del operador. En rojo, los valores máximos del parque.

CAPÍTULO 8
- CONCLUSIONES Y LÍNEAS DE
TRABAJO FUTURAS -

CAPÍTULO 8. CONCLUSIONES Y LÍNEAS DE TRABAJO FUTURAS

17. CONCLUSIONES

El alcance del presente proyecto fin de carrera ha consistido en evaluar mediante simulación el cumplimiento de los requisitos que el operador de red solicitará a un parque eólico en alta mar en el punto de conexión al sistema eléctrico.

En primer lugar se ha presentado el estado del arte de la energía eólica marina así como las diferentes tecnologías y sistemas de conexión de parques eólicos a tierra.

Posteriormente se ha analizado exhaustivamente el documento considerado como referencia [22]: “Network Code for Requirements for Grid Connection Applicable to all Generators” publicado por ENTSO-E con fecha 8 March 2013. Este documento es de difícil lectura debido a que incluye no solamente requisitos para generadores eólicos, sino para todas las fuentes de generación que actualmente se conectan a red. Además, el documento define varios tipos según la potencia nominal y tensión a la que se conecta la planta y asocia requisitos diferentes a cada tipo. El análisis realizado y la síntesis de la información realizada es muy importante para futuros parques eólicos que vayan a conectarse en alta mar en España.

A continuación, y como contribución más importante de este proyecto, se ha querido ilustrar con un ejemplo de un parque eólico en alta mar, la aplicabilidad y verificación de los requisitos impuestos por un operador de red ficticio de Europa Continental. Se han detectado dos tipos de requisitos: requisitos de régimen permanente y de régimen transitorio.

El alcance inicial planteado de este proyecto consistía en la realización de simulaciones solamente de verificación de requisitos de **régimen permanente** aplicables a parques eólicos en alta mar. Después del análisis del código de red, se plantea la necesidad de ampliar el alcance hacia la verificación de requisitos de **régimen transitorio** puesto que son éstos los únicos definidos para parques eólicos en alta mar. Finalmente, se decide continuar con la verificación de requisitos de **régimen permanente** a pesar de no ser requeridos para parques eólicos en alta mar.

En los capítulos posteriores al análisis de requisitos, se presenta el modelo de parque eólico en alta mar seleccionado y el sistema de conexión a tierra, en este caso un sistema de corriente continua en alta tensión en configuración bipolar (HVDC). Una vez realizada la discusión de cables, transformadores y estaciones convertidoras seleccionadas, se procede a la verificación de la capacidad de potencia activa/reactiva del parque eólico, tanto en adelanto como en atraso, con las condiciones siguientes:

- El modelo de simulación debe validarse frente a los ensayos de campo. Este requisito deberá verificarse en los parques eólicos construidos.
- El modelo debe demostrar que la curva de capacidad se encuentra dentro de los rangos solicitados por el operador de red.

Para realizar el cálculo de la curva PQ de parque se ha modificado un programa en DPL de tal forma que realice de forma automática un barrido modificando las potencias de los elementos del parque:

- Modificando la potencia activa de los aerogeneradores
- Modificando la potencia reactiva de la estación convertidora en tierra.

Tras un análisis de resultados se comprueba que el parque eólico no cumple con los requisitos del operador en términos de capacidad de potencia activa/reactiva a menos que se instale un sistema de compensación de potencia reactiva adicional. Para las potencias seleccionadas y requeridas, se comprueba que con la instalación de 25MVAR en la subestación en tierra sería suficiente, lo que representa un 21% adicional de potencia reactiva respecto a la potencia nominal de la estación convertidora.

18. LÍNEAS DE TRABAJO FUTURAS

Una línea de trabajo futura es la implementación del modelo dinámico del parque eólico en alta mar para poder realizar la verificación de los requisitos ENTSO-e, en particular:

- Capacidad de soportar huecos de tensión (FRT)
- Capacidad de operar en isla
- Capacidad de emular comportamiento inercial
- Control para el amortiguamiento de oscilaciones de potencia

La verificación debe realizarse mediante simulación en el dominio del tiempo. Este tipo de simulación requiere un modelo dinámico del parque eólico apto para simular transitorios electromecánicos. En este contexto, el modelo del parque eólico en alta mar debería estar compuesto por:

- Modelo dinámico de cada aerogenerador que compone el parque eólico o modelo de aerogenerador apto para representar el parque de forma agregada, combinando todos los aerogeneradores en uno solo equivalente.
- Modelo dinámico del sistema de conexión a tierra: el modelo de sistema HVDC deberá incluir la capacidad para soportar huecos de tensión, emular comportamiento inercial, amortiguamiento de oscilaciones de potencia y capacidad para operar en isla.

CAPÍTULO 9

- BIBLIOGRAFÍA -

CAPÍTULO 9. BIBLIOGRAFÍA

- [1] Development and Prospects of Offshore Wind Power. Xu Yang, Ke Bai. Jiangsu Academy of Macroeconomic Research, Nanjing, China
- [2] Transmission Expansion Issues for Offshore Wind Farms Integration in Europe. Paola Bresesti, *Member, IEEE*, Wil L. Kling, *Member, IEEE*, and Riccardo Vailati.
- [3] Global Wind Energy Council. <http://www.gwec.net>
- [4] Connecting Large Offshore Wind farms to the Transmission Network. Hermann Koch, Senior Member, IEEE. Dietmar Retzmann.
- [5] Plan de Energías Renovables 2011-2020. IDAE, Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía. Ministerio de Industria, Energía y Turismo. Gobierno de España.
- [6] Estudio Estratégico Ambiental del litoral español para la instalación de parques eólicos marinos. 20 de abril de 2009. Ministerio de Industria, Energía y Turismo y Ministerio de Agricultura, Alimentación y Medio Ambiente, Gobierno de España.
- [7] Métodos de predicción de la generación agregada de energía eólica. García Lobo, Miguel. Tesis doctoral. UC3M. 2010.
- [8] The European Wind Energy Association. <http://www.ewea.org>
- [9] Control de parques eólicos offshore conectados a red mediante enlace de continua HVDC-LCC. Montilla, Miguel. Tesis doctoral. UC3M. 2010.
- [10] Impacts of Wind Farms on Power System Stability. Ahmed G. Abo-Khalil. Electrical Engineering Department, Majmaah University, Saudi Arabia.
- [11] Grids for Wind Farms. Olof Martander. Chalmers University of Technology.
- [12] DC Transmission and Distribution System for a Large Offshore Wind Farm. C.Zhan, C.Smith, A. Crane, A. Bullock, D. Grieve.
- [13] Electrical Collection and Transmission Systems for Offshore Wind Power. J. Green, A. Bowen, L.J. Fingersh and Y. Wan.
- [14] Wind Power in Power Systems. Thomas Ackermann. Royal Institute of Technology.
- [15] European Offshore Grid Site Requirements and Connection report. Senergy Econnect Project: 2335. Peter McGarley and Simon Cowdroy.
- [16] Transporte de energía eléctrica en corriente continua: HVDC. Estado actual y perspectivas. Joan Ignasi Frau y Jordi Gutierrez.
- [17] 4C Offshore. <http://www.4coffshore.com>

- [18] Introducción a los sistemas de Alta Tensión en Corriente Continua (HVDC). Agustí Egea. Oriol Gomis. Centro de Innovación tecnológica en Convertidores estáticos y Accionamientos – Barcelona (CITCEA).
- [19] Modeling and Application of VSC-HVDC in the European Transmission System. A.L'Abbate and G. Fulli.
- [20] ABB. <http://www.abb.es>
- [21] Tennet. <http://www.tennet.eu>
- [22] Network Code for Requirements for Grid Connection Applicable to all Generators. ENTSO-E. 8 March 2013.
- [23] Nexans. <http://www.nexans.com>

- ANEXOS -

ANEXO I. CABLES SUBMARINOS NEXANS [23]

Medium-voltage submarine cable, XLPE insulated

Typical design of a medium-voltage submarine cable with a maximum voltage up to 36 kV

Type: 2XS2YRAA

1. Conductor: copper, circular stranded compacted, longitudinal watertight by filling with a sealing compound (optional)
2. Conductor screening: extruded semi-conductive compound
3. Insulation: XLPE
4. Insulation screening: extruded semi-conductive compound
5. Screen: copper tapes
6. Separator: plastic foil
7. Sheath: PE
8. Fillers: polypropylene strings
9. Binder tapes

10. Bedding: polypropylene strings
11. Armour: galvanized round steel wires
12. Serving: hessian tapes, bituminous compound, polypropylene strings, lime wash



2XS2YRAA 12/20(24) kV

Constructional Data

1	2	3	4	6		7	8	9	10	11
Nominal cross sectional area of conductor	Conductor copper round stranded diameter over conductor	Insulation XLPE wall thickness	Screen copper wires and counter helix cross sectional area	Core sheath wall thickness	PE black diameter	Bedding wall thickness	Armour steel wires round galvanized diameter	Serving bitumen fib. material and lime wash wall thickness	Outer diameter of cable	Cable weight
(mm ²)	(mm)	(mm)	(mm ²)	(mm)	(mm)	(mm)	(mm)	(mm)	(mm)	(t/km)
35	7.0	5.5	16	2.5	26	2	3.15	3.5	74	7.6
50	8.2	5.5	16	2.5	27	2	3.15	3.5	77	8.3
70	9.9	5.5	16	2.5	29	2	4.0	3.5	81	10.3
95	11.5	5.5	16	2.5	30	2	4.0	3.5	85	11.5
120	13.0	5.5	16	2.5	32	2	4.0	3.5	88	12.7
150	14.5	5.5	25	2.5	33	2	4.0	3.5	91	13.9
185	16.1	5.5	25	2.5	35	2	5.0	4.0	98	17.2
240	18.6	5.5	25	2.5	38	2	5.0	4.0	103	19.5

2XS2YRAA 12/20(24) kV

Electrical Data

1		2	3	4	5	6	7	8	9	
Nominal cross sectional area		Conductor resistance DC 20°C	Conductor resistance AC 90°C	Screen resistance 20°C	Capacitance	Inductance	Current rating	Losses	1s short circuit current after full load at 90°C conductor temperature screen	
conductor (mm ²)	screen (mm ²)	(Ω/km)	(Ω/km)	(Ω/km)	(μF/km)	(mH/km)	(A)	(W/m)	conductor (kA)	screen (kA)
35	16	0.524	0.67	1.15	0.17	0.45	168	58	5.0	0.98
50	16	0.387	0.49	1.15	0.18	0.43	199	59	7.1	0.98
70	16	0.268	0.34	1.15	0.20	0.40	243	62	10.0	0.98
95	16	0.193	0.25	1.15	0.22	0.38	290	64	13.6	1.09
120	16	0.153	0.20	1.15	0.24	0.37	329	66	17.1	1.09
150	25	0.124	0.16	0.73	0.26	0.35	368	68	21.4	1.09
185	25	0.0991	0.13	0.73	0.28	0.34	412	71	26.5	1.09
240	25	0.0754	0.10	0.73	0.31	0.33	472	74	34.3	1.45

ANEXO II. CABLES SUBMARINOS ABB [20]

HVDC Light Cable bipole data

3. Moderate climate. Cables with copper conductor, normal for submarine cables.

Area	Ampacity		80 kV cable bipole				150 kV cable bipole				300 kV cable bipole			
Con- ductor	Close laying	Spaced laying	Close laying	Spaced laying	Weight per cable	Outer cable diam.	Close laying	Spaced laying	Weight per cable	Outer cable diam.	Close laying	Spaced laying	Weight per cable	Outer cable diam.
mm ²	A	A	MW	MW	kg/m	mm	MW	MW	kg/m	mm	MW	MW	kg/m	mm
95	343	404	55	65	4.7	42	103	121	8.5	60	206	242	15	90
120	392	463	63	74	5.5	44	118	139	9.4	61	235	278	16	91
150	441	523	71	84	6.7	47	132	157	10	63	265	314	17	93
185	500	596	80	95	7.4	49	150	179	11	64	300	358	18	95
240	583	697	93	112	8.4	52	175	209	12	67	350	418	20	99
300	662	797	106	128	9.4	56	199	239	13	69	397	478	22	102
400	765	922	122	148	11	61	230	277	16	75	459	553	24	105
500	883	1072	141	172	13	66	265	322	18	78	530	643	26	108
630	1023	1246	164	199	15	71	307	374	21	83	614	748	30	114
800	1175	1438	188	230	17	76	353	431	24	88	705	863	33	118
1000	1335	1644	214	263	21	81	401	493	26	96	801	986	37	122
1200	1458	1791	233	287	24	85	437	537	29	100	875	1 075	40	126
1400	1594	1962	255	314	27	89	478	589	32	103	956	1 177	43	130
1600	1720	2123	275	340	30	92	516	637	35	107	1 032	1 274	47	133
1800	1830	2265	293	362	32	96	549	680	38	110	1 098	1 359	50	137
2000	1953	2407	312	385	35	99	586	722	41	113	1 172	1 444	53	140
2200	2062	2540	330	406	40	103	619	762	45	118	1 237	1 524	58	145
2400	2170	2678	347	428	42	106	651	803	48	121	1 302	1 607	61	148
2600	2275	2814	364	450	45	109	683	844	51	123	1 365	1 688	63	150
2800	2373	2937	380	470	48	111	712	881	54	126	1 424	1 762	67	152
3000	2473	3066	396	491	50	114	742	920	57	128	1 484	1 840	70	155

Sea soil: Temperature 15 deg.C, burial 1.0 meter, thermal resistivity 1.0 K x W/m

ANEXO III. DIAGRAMA P-Q HVDC LIGHT, ABB [20]

HVDC Light[®], PQ diagram

Independent Active/Reactive Power Control

- Operating point can be selected anywhere inside area

